



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**

Optimización de la calidad del servicio, mediante la  
implementación de reconectadores a control remoto en el AMT  
TIC295 de la SET Ticapampa – Recuay - Ancash

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
MECÁNICO ELECTRICISTA

**AUTORES:**

Molina Quiñones, Enrique (código ORCID: 0000-0002-4518-9797)  
Molina Quiñones, Fredy (código ORCID: 0000-0003-1848-6259)

**ASESOR:**

Dr. Aníbal Jesús Salazar Mendoza (código ORCID: 0000-0003-4412-8789)

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:**

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO - PERÚ  
(2021)

## DEDICATORIA

*Este trabajo está dedicado a nuestros queridos padres Epímaco y Herlinda; quienes nos iluminan desde el cielo, y con su amor, sacrificio y ejemplo nos han permitido a cumplir nuestro anhelado sueño de ser profesionales, siempre con la bendición de Dios.*

*Este trabajo también se lo dedicamos a nuestras esposas Gloria y Marlene, a nuestros hijos Alejandra, Fabio, Luis, Gabriela, María, Brenda y Fiorela; quienes, con su apoyo moral y comprensión hicieron posible la realización de esta tesis.*

## AGRADECIMIENTO

*Damos gracias a la universidad César Vallejo por habernos permitido cumplir nuestro estudio y de manera especial a nuestros docentes Juan Bengoa y Richard Morales por los conocimientos y consejos brindados en el proceso de estudio, también a la ingeniera María Armas por habernos guiado en el proceso para obtener nuestro título universitario.*

*También agradecemos a nuestros queridos padres en el cielo por habernos traído a este mundo y conducido por el camino correcto de la vida. A nuestras esposas Gloria y Marlene, a nuestros hijos Alejandra, Fabio, Luis, Gabriela, María, Brenda y Fiorela por habernos brindado su apoyo incondicional y a nuestros hermanos Emerson y Luis por su apoyo moral.*

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTO .....	iii
ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	iv
ÍNDICE DE TABLAS.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vii
RESUMEN .....	viii
ABSTRACT .....	ix
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO .....	5
III. METODOLOGÍA .....	32
3.1. Tipo y diseño de investigación .....	32
3.2. Variables y Operacionalización.....	32
3.3. Población, muestra y muestreo.....	32
3.4. Unidad de análisis.....	33
3.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	33
3.6. Procedimientos .....	33
3.7. Método de análisis de datos .....	34
3.8. Aspectos éticos.....	34
IV. RESULTADOS .....	35
V. DISCUSIÓN.....	68
VI. CONCLUSIONES .....	71
VII. RECOMENDACIONES.....	72
REFERENCIAS.....	73
ANEXOS .....	76



reconectores.....	68
Tabla 25: Tabla de t Student para grados de libertad de 1 a 49.....	69
Tabla 26: Pliego tarifario vigente de media tensión – Hidrandina.....	71
Tabla 27: Coeficientes beta de apalancamiento.....	73
Tabla 28: Estado de pérdidas y ganancias periodo 2022 – 2031.....	74

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de telegestión de reconectores.....	16
Figura 2: Esquema de conectores.....	17
Figura 3: Esquema del sector eléctrico peruano.....	18
Figura 4: Sistema eléctrico peruano.....	18
Figura 5: Sistema de distribución.....	19
Figura 6: Interruptor de MT.....	20
Figura 7: Reconector.....	20
Figura 8: Partes del reconector.....	21
Figura 9: Diagrama de conexiones del reconector automático Noja Power.....	22
Figura 10: Seccionador tipo Cut-Out.....	24
Figura 11: Aislador tipo PIN polímero.....	25
Figura 12: Pararrayo de polímero.....	25
Figura 13: Conductores eléctricos.....	26
Figura 14: Relés de protección digitales.....	26
Figura 15: Subestación de distribución.....	27
Figura 16: Puesta a tierra.....	28
Figura 17: Esquema de confiabilidad.....	31
Figura 18: Porcentaje de interrupciones en el AMT TIC295.....	43
Figura 19: Resumen de la recta de regresión y el rango de la mediana.....	47
Figura 20: Confiabilidad vs N.º de horas.....	48
Figura 21: Disponibilidad de fallas por hora y día del alimentador.....	49
Figura 22: Sistema eléctrico de distribución radial – AMT TIC295.....	50
Figura 23: Reducción de ENS por reconector ubicado en el sistema de distribución radial.....	63
Figura 24: Reducción de la ENS para el número de reconectores ubicados en el sistema eléctrico de distribución radial.....	64
Figura 25: Variación anual riesgo país.....	73

## RESUMEN

Dentro del objetivo de dotar de un sistema eléctrico de calidad, tanto de producto como de servicio al medio rural dentro de los alcances del objetivo siete de las naciones unidas, es necesario de mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico de los sistemas eléctricos, más aún, con las nuevas tendencias de la generación distribuida, nos trae ahora, la idea del prosumidor que tiene que entregar un suministro continuo y estable, con calidad de producto; es decir con niveles de tensión y frecuencia adecuados, ausencia de perturbaciones y cortes de suministro.

Es así como el uso de los reconectores: aparatos eléctricos que reconectan automáticamente y a distancia los circuitos, troncales y derivaciones que se han desconectado, permiten de esta manera disminuir la duración de las fallas, disminuir la cantidad de usuarios afectados y mejorar la conservación de las instalaciones.

Se analizará de manera conceptual los diversos tipos de reconectores, sus características de operación, su configuración y ubicación óptima, entre otros detalles operativos, se tomarán datos de la confiabilidad antes de colocar los reconectores y después de colocar los reconectores, con lo cual, se determinará de manera conceptual la mejora en la disponibilidad, por tratarse de una muestra se validará estadísticamente con el nivel de confianza y el margen de error óptimo, mediante la utilización de la prueba paramétrica de t de Student, con lo cual tendremos la certeza de que los resultados muestrales encontrados, representan al universo, y luego procederemos a la validación económica y financiera de la validez del proyecto, mediante el cálculo y análisis de los indicadores VAN y TIR.

**Palabras claves:** Disponibilidad, confiabilidad, viabilidad, distribuida.

## ABSTRACT

Within the objective of providing a quality electrical system, both as a product and as a service to the rural environment within the scope of objective seven of the United Nations, it is necessary to improve the reliability of the electrical supply of the electrical systems, even more so, With the new trends of distributed generation, it now brings us the idea of the prosumer who has to deliver a continuous and stable supply, with product quality; that is, with adequate voltage and frequency levels, absence of disturbances and supply cuts.

This is how the use of reclosers: electrical devices that automatically and remotely reconnect circuits, trunks and derivations that have been disconnected, thus allowing the duration of faults to be reduced, the number of affected users and improve the conservation of the installations.

The various types of reclosers, their operating characteristics, their configuration and optimal location, among other operational details, will be conceptually analyzed. Reliability data will be taken before placing the reclosers and after placing the reclosers, with which, will conceptually determine the improvement in availability, since it is a sample, it will be statistically validated with the confidence level and the optimal margin of error, by using the Student's t parametric test, with which we will be certain that the sample results found represent the universe, and then we will proceed to the economic and financial validation of the validity of the project, through the calculation and analysis of the NPV and IRR indicators.

**Key words:** Availability, reliability, viability, distributed.

## I. INTRODUCCIÓN

«El sistema eléctrico es un sector clave para el crecimiento de la economía de la sociedad moderna. La energía eléctrica atraviesa varios procesos o etapas para llegar a los hogares o consumidores finales, dentro de estos procesos están considerados las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. De tal forma que, el sistema eléctrico es un conjunto de instalaciones, equipos y elementos necesarios, para generar, transportar y distribuir la electricidad» (Guirado, 2016).

«A lo largo de la historia los sistemas eléctricos han venido evolucionando y mejorando en cuanto a sus elementos físicos, tecnología, seguridad y confiabilidad; sin embargo, no se pueden evitar las fallas o perturbaciones, pero sí es posible mitigarlos. Desde finales del siglo XIX y a lo largo del siglo XX, el desarrollo del sistema eléctrico fue caminando de la mano con el progreso tecnológico de la sociedad, hasta el punto de que el consumo eléctrico se considera como uno de los indicadores claros para evaluar el nivel de progreso de un país, porque el crecimiento del consumo eléctrico se ve reflejado en el desarrollo económico y social de un estado» (Heredía, 2017).

«Las fallas en un sistema eléctrico ocurren principalmente en la etapa de distribución y en menor medida en las etapas de transmisión y generación. Las causas de estas fallas pueden ser por descargas atmosféricas, bajo aislamiento, árboles cercanos, fuertes lluvias, fuertes vientos, un mal diseño, entre otras. Las redes de distribución aérea de media tensión están propensas a sufrir fallas y cortes de la electricidad debido a situaciones provocadas por el hombre, condiciones climatológicas y/o fenómenos naturales» (Ramírez, 2017).

«Nuestro país no es ajeno a sufrir fallas en los procesos de generación, transmisión y principalmente en el proceso de distribución eléctrica, más aún, cuando contamos con una geografía complicada y de climas variadas. Es así, que la confiabilidad en un sistema eléctrico juega un papel muy importante, porque actualmente los usuarios del servicio de energía eléctrica son cada vez más exigentes en cuanto a la calidad de este servicio; por lo tanto, las concesionarias del servicio eléctrico están obligadas a brindar un servicio óptimo y cubrir las expectativas de los usuarios. A la par el ente fiscalizador que

es el Osinergmin, que, a través de sus marcos y normativas legales, fomenta y obliga a las empresas eléctricas a cumplir con los estándares y performances de calidad y seguridad del servicio eléctrico que garanticen una óptima confiabilidad.

Esta confiabilidad está estrechamente relacionada con la continuidad del servicio, teniendo en cuenta la calidad y seguridad» (Zapata, 2018).

«Hidrandina en su memoria anual 2019, menciona que el suministro de energía ininterrumpida es un factor clave en la calidad del servicio eléctrico, ya que las interrupciones afectan el normal desarrollo de las actividades domésticas, comerciales, industriales y otras actividades relacionadas con la energía eléctrica. Además, especifica en cuanto a la calidad de suministro del año 2019, que el valor del índice SAIDI (duración de interrupciones por año), fue de 21,58 horas (10,06 y 11,51 horas en el semestre primero y semestre segundo respectivamente), decreciendo en 7,39% respecto al año 2018 (23,30 horas). Las interrupciones por fallas internas representaron el 50,66%, actividades de mantenimiento el 32,15%, otros y ajenos el 9,23%, tema de seguridad 3,25%, ampliación y reforzamiento el 7,42% y robo de conductor 0,59%. Asimismo, el valor del índice SAIFI (Frecuencia de interrupciones por año), fue de 9,07 veces en promedio (4,61 y 4,46 veces en el semestre primero y semestre segundo respectivamente), decreciendo en 12,79% respecto al año 2018 (10,40 veces). Las interrupciones por fallas internas representaron el 73,68%, actividades de mantenimiento 9,56%, otros y ajenos 6,88%, tema de seguridad 7,39%, ampliación y reforzamiento 2,10% y robo de conductor 0,39%. Estos indicadores son consecuencia de una confiabilidad baja o alta de todo el sistema de distribución de dicha concesionaria, los cuales, al sobrepasar los valores que están en la NTCSE (norma técnica de calidad de los servicios eléctricos), generan perjuicios económicos a las concesionarias de energía eléctrica por dejar de suministrar energía en un determinado tiempo y por pagar compensaciones a los usuarios» (Hidrandina - Distriluz, 2020).

«En la actualidad existen diversas alternativas para mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico, entre estas alternativas, se encuentra la instalación de reconectores a control remoto en las redes eléctricas de media tensión, que es el tema de la presente investigación, el cual facilitaría la ubicación oportuna

de las fallas, evitaría que las fallas se propaguen afectando a más usuarios, permitiría la supervisión en tiempo real y la operación oportuna de los reconectores, se ahorrarían costos por traslado del personal para operar estos equipos, entre otros aspectos» (Krishna, 2016).

«El reconector es un equipo electromecánico y electrónico de flexibilización de red que sirve como protección de las redes aéreas de media tensión, de manera que, ante una falla (cortocircuito, sobrecarga, etc.) no quede dañada la integridad física de la red eléctrica. En Codensa, los reconectores operaban de forma autónoma, es decir, sin supervisión o control a distancia, a pesar de contar con las bondades para tal fin» (Reason, 2019).

Particularmente el ATM TIC295 de la SET Ticapampa, perteneciente a la empresa concesionaria Hidrandina, presenta una baja confiabilidad con indicadores altos de SAIDI y SAIFI. Debido a ello, se formula la interrogante ¿En qué medida mejoraría la confiabilidad del AMT TIC295 con la incorporación de reconectores a control remoto?

Se justifica el presente estudio, porque al realizar un análisis conceptual sobre la implementación de reconectores a control remoto en el AMT TIC295, se determinará la mejora de la confiabilidad del alimentador en cuestión. Además, es justificable, porque servirá como ejemplo de análisis a aplicar en otros alimentadores que presenten confiabilidades bajas.

El objetivo primordial y fundamental del presente estudio, es determinar la confiabilidad conceptual del AMT TIC295 de la SET Ticapampa con la propuesta de incorporación de reconectores a control remoto.

Como objetivos específicos, están:

- i) Determinar el historial de fallas y la confiabilidad conceptual actual del AMT TIC295 con los datos proporcionados por la empresa Hidrandina.
- ii) Determinar la ubicación óptima conceptual e implementación de reconectores a control remoto en la línea troncal y en las derivaciones principales del AMT TIC295.
- iii) Determinar la confiabilidad conceptual después de la propuesta de cambios en el AMT TIC295 y compararlo con la confiabilidad inicial, para conocer los índices SAIDI y SAIFI óptimos, efectuando la validación estadística de este.

iv) Evaluar y determinar la viabilidad económica y financiera de la configuración conceptual diseñada.

## II. MARCO TEÓRICO

Tras haber planteado la formulación del problema, la justificación y objetivos, es importante conocer algunos trabajos previos que están relacionados con el presente estudio, los cuales servirán como un aporte a este.

En una investigación, el autor (Avilez, 2020) «señala que la empresa Hidrandina opera equipos como reconectores en forma convencional, es decir en forma manual con participación de personal en campo, lo que implica demoras en las reposiciones del servicio eléctrico y costos operativos. Realizó la automatización y pruebas remotas de control de los reconectores de las redes de distribución a través de un Scada (Supervisión, control y adquisición de datos) con comunicación GPRS (Servicio general de paquetes vía radio). Logró optimizar los tiempos en la operación y supervisión de los reconectores en tiempo real, con el cual se anula la participación del personal en campo para la ejecución de las maniobras, con estos aspectos la empresa eléctrica optimiza los costos de operación, recursos y la confiabilidad de sus redes».

En otra investigación, los autores (Escobedo y Tafur, 2018) «mencionan que existe un descontento generalizado de los usuarios sobre el servicio eléctrico que brinda la empresa Hidrandina debido a los constantes cortes y demoras en las reposiciones de la energía; asimismo, el personal que lleva el control de la posición de los reconectores en los alimentadores de media tensión, utiliza una metodología inapropiada que no está acorde con la tecnología actual. Propusieron instalar y automatizar reconectores en circuitos de media tensión con la finalidad de mejorar los tiempos de reposición, optimizar recursos y mejorar la confiabilidad. Esta automatización permitiría efectuar el control de los reconectores a través de un Scada, desde un lugar denominado centro de control, de la ciudad de Chimbote. Como resultado obtuvieron ejecuciones de maniobras y supervisión eficiente de los reconectores y de las redes eléctricas en general, mejora de la confiabilidad y una buena imagen de la concesionaria». Asimismo, en una investigación, el autor (Landázuri, 2016) «puntualiza que la empresa eléctrica Centro Sur contaba con sistemas de distribución con supervisión y control desde un sistema Scada, alimentadores de media tensión equipados con reconectores de operación autónoma, local manual y remoto

manual; además, algunas subestaciones lejanas cuentan con sistemas de automatización SAS (Sistema de automatización de subestaciones); sin embargo, a pesar de todo esta gama de tecnología no se aprovecha aún las bondades de la automatización en forma significativa. En tal sentido, propuso un diseño de sistema de automatización de alimentador bajo el esquema FLISR (Localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio) en dos alimentadores equipados con reconectores, para mejorar la confiabilidad. La automatización del alimentador equivale a la implementación de control remoto automático de los alimentadores de media tensión. Logró diseñar satisfactoriamente los 3 niveles de control de los reconectores (control local, remoto manual y remoto automático), este último permite localizar la falla, aislar el circuito en falla y reponer el servicio a más usuarios como sea posible».

Asimismo, en otra investigación, los autores (Gómez y Suárez, 2018) «mencionan que, a raíz de los cambios surgidos en los marcos regulatorios de Colombia respecto a la calidad en el suministro del servicio eléctrico, han exigido a las compañías eléctricas adoptar estrategias y medidas que tengan un impacto en el desempeño de sus instalaciones de distribución, referenciándose en indicadores internacionales. Estos cambios han originado una cultura empresarial con vocación de servicio que va más allá de los indicadores. A raíz de ello, el Grupo Enel, optó por aplicar estrategias mediante la incorporación de un sistema de telemando y una red automatizada de sus redes de media tensión que permitan mejorar los índices de calidad SAIDI y SAIFI, tomando como referencia los indicadores internacionales. Los principales beneficios fueron: la operación eficiente, mayor confiabilidad, ubicación oportuna y facilidad para aislar la zona de falla en las redes eléctricas y la reducción de usuarios afectados por falla y por sectores de trabajo durante la ejecución de cortes programados».

También, en una investigación, el autor (Landazuri, 2019) «menciona que los sistemas eléctricos de distribución en los últimos años han sido implementados con dispositivos de maniobra y protección de última tecnología, como los reconectores, con funcionalidad automática y aislada. Asimismo, los centros de comando, a través de un sistema Scada han contribuido en la optimización de la operación, el cual constituye un ahorro significativo de dinero.

Con la aparición de nuevos avances tecnológicos como la tecnología de la información y la telecomunicaciones, el siguiente avance es unificar estas dos herramientas en uno solo, de modo que permita operar satisfactoriamente y aun bajo costo un sistema eléctrico de distribución. Las empresas eléctricas deben apostar por la incorporación tecnológica en sus redes de distribución de media tensión, como el sistema para la supervisión, control y automatización en forma centralizada o distribuida de dichas redes eléctricas, permitiendo una mayor eficiencia en la operación de las instalaciones eléctricas, disminuyendo la cantidad de interrupciones y mejorando los tiempos de reposiciones del servicio de energía. Planteó una solución de aplicación práctico en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur – Ecuador, para el manejo y ampliación de la operación a distancia de las redes eléctricas de media tensión mediante el telecomando de reconectores, partiendo del aspecto de la comunicación que es fundamental y son las que permiten dar órdenes con un lenguaje lógico, de intercambiar información o señales con otros sistemas, teniendo en cuenta tres elementos importantes para la operación de un circuito eléctrico de distribución provisto con reconectores, y estos son: el centro de control de operaciones, transporte de data y reconectores. Los principales beneficios fueron: la capacidad de telecomando y supervisión de los reconectores, reducción del tiempo de identificación de fallas, apoyo y seguimiento a las actividades de mantenimiento de las redes in situ, acelerar la toma de decisiones y medidas, para garantizar la continuidad del servicio, reducción de los costos de operación y mejora de la confiabilidad».

También, en otra investigación, el autor (Coronel, 2019) «señala que las redes de distribución eléctrica radial presentan cortes de servicio e interrupciones ya sea programadas por mantenimiento o no programadas debido a fallas por descargas atmosféricas, cortocircuito, averías de equipos, fallas externas y otros. En este tipo de redes, es fundamental la confiabilidad y continuidad del servicio, partiendo de la premisa que, si llega a fallar algún componente, ocasiona la interrupción del suministro; en los sistemas de distribución es imposible establecer una función única de confiabilidad, debido a que en distintos bloques de cargas conectadas en diferentes zonas del circuito presentan comportamientos distintos.

Para evaluar y predecir la confiabilidad de la red eléctrica, se requieren ciertos datos, como la topología de la red separados por dispositivos de protección y/u operaciones, parámetros de confiabilidad: tasa de fallas y tiempo de reparación de cada elemento de la red, estándares o criterios de operación de la red y datos de usuarios conectados por cada parte de la red. Para mejorar la confiabilidad y la protección contra fallas, sugirió el uso de reconectadores. La ubicación de los reconectadores en diferentes áreas de la red tiene un efecto significativo en la confiabilidad y rentabilidad, la metodología permitirá ubicar óptimamente a los reconectadores utilizando un determinado algoritmo, donde se logra la mayor ventaja de rentabilidad y donde se pueden minimizar las interrupciones del servicio y la energía no proporcionada a los clientes. Como resultado obtuvo que, gracias a la posición precisa de los reconectadores, se obtendría una reducción de la energía no distribuida, con mayor proporción en la ubicación del primer reconectador y en menor proporción en los reconectadores siguientes.

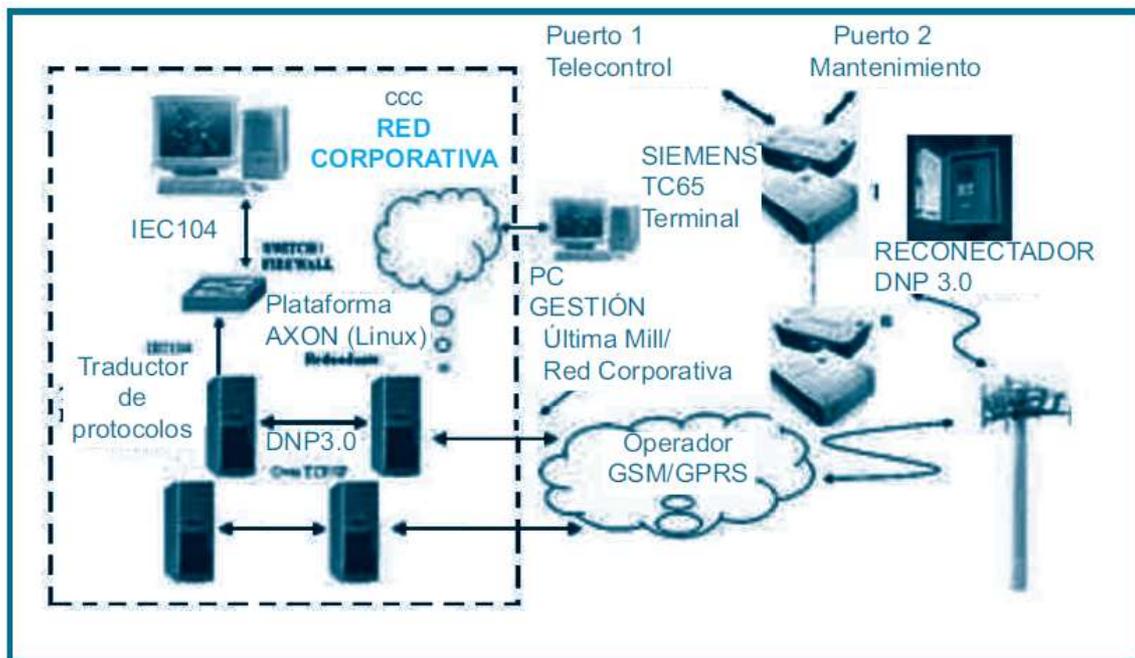
Para el control y la administración remota, se deben comprar reconectadores con varios puertos de comunicación serial RS232, además del uso del protocolo DNP 3.0 para el control remoto y el posible uso de protocolos de interfaz como ASCII o SEL para ser administrados remotamente. La información contenida en el protocolo DNP 3.0 será transmitida vía comunicación serial RS232 al terminal SIEMENS TC65T instalado en el gabinete del reconectador, el cual a través de la aplicación JAVA, desarrollada por Synapsis, las encapsula y envía por la red celular vía GPRS. Desde el operador de la red móvil y a través de la fibra óptica, utilizando el protocolo de tunelización de datos, se envía a una plataforma de comunicación, denominada AXON, desarrollada por Synapsis, también en lenguaje JAVA, encargada de configurar, gestionar y mantener los canales de comunicación de los equipos remotos como ejemplo para cada equipo (STASZESKY, 2015).

Para poder integrar las señales de los reconectadores recibidas por DNP 3.0 con el centro de control, utilizando el protocolo IEC 60870-5-104, existe un traductor de protocolos que lo hace utilizando un servidor Windows 2003 Server en el que se ejecuta una aplicación llamada Scada Data Gateway

donde se utiliza todo el esquema de direccionamiento por DNP 3.0 hacia el campo y hacia el centro de control según IEC 60870-5-104.

Esta aplicación desarrollada por Triangle Micro Works está configurada para adaptarse a la configuración de interoperabilidad requerida por el centro de control. Además, es capaz de traducirse a muchos otros protocolos de control remoto.

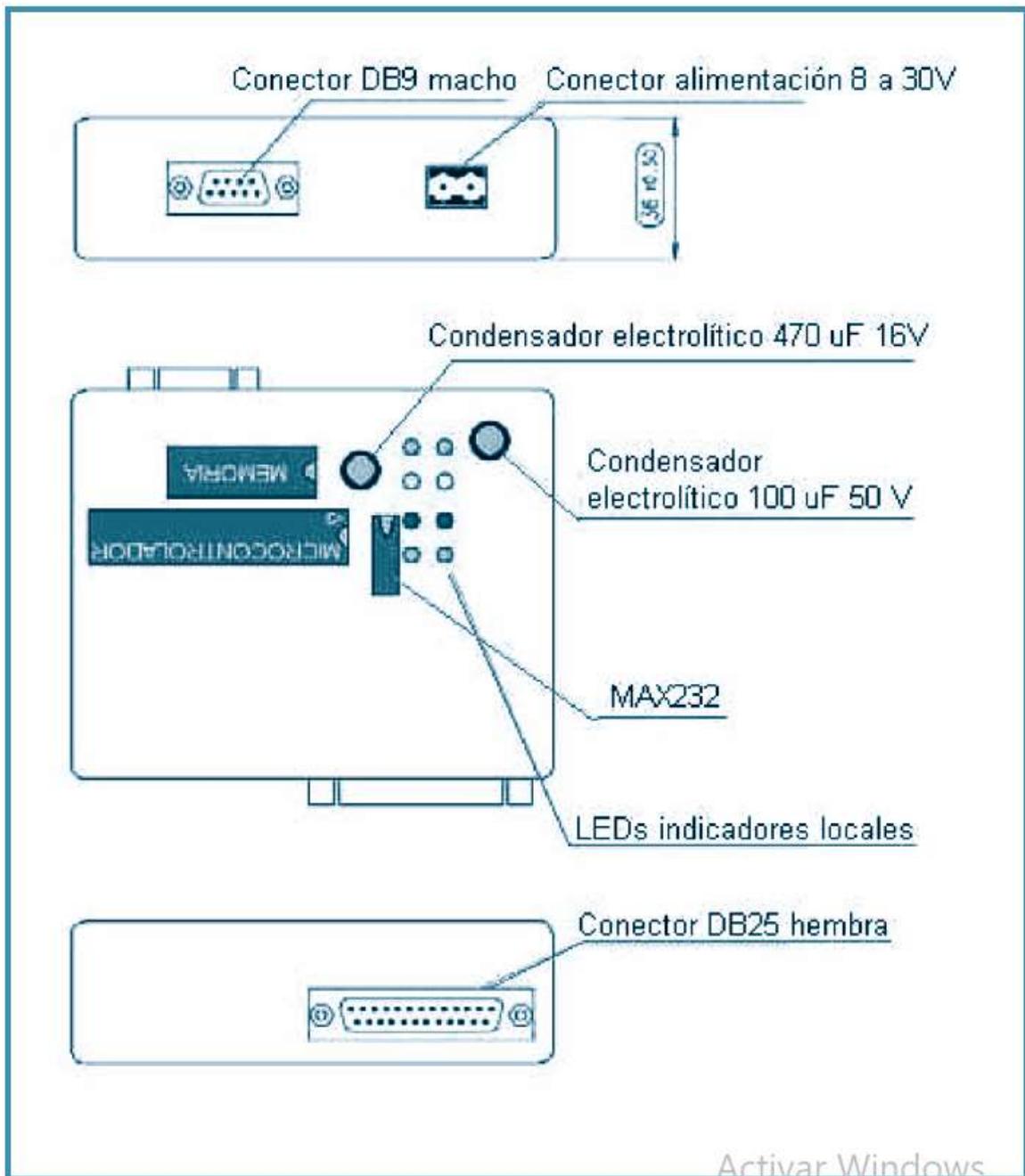
Esta máquina se conecta directamente al SCADA del centro de control a través de la red LAN (Baran, 2015). Ver figura 1.



**Figura 1:** Esquema de telegestión de reconectadores.

«La comunicación para la administración remota es básicamente un canal transparente entre un puerto serie del reconector y una PC dedicado a la administración, conectado a la misma plataforma de comunicación AXON. Para ello, el terminal SIEMENS TC65T proporciona un segundo puerto de comunicación serie con una interfaz física SPI. Para convertir este medio SPI físico a RS232, se instala un dispositivo llamado DENDRIUM SLIM en el gabinete del reconector. La aplicación JAVA analógica interna del terminal Siemens realiza una comunicación con el puerto SPI para gestión remota y el puerto RS232 para el control remoto. Debido a la naturaleza de subprocesos múltiples del terminal Siemens, se comprende que no hay asignación de una

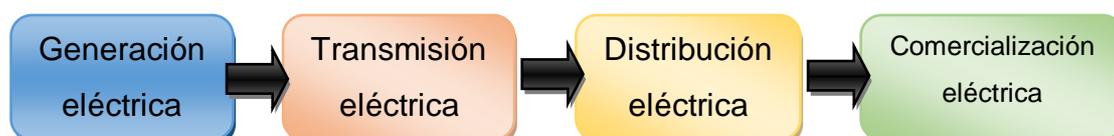
comunicación debido a la otra» (Patiño, 2017). Ver figura 2.



**Figura 2:** Esquema de conectores.

Luego de haber conocido algunos trabajos previos, es necesario describir algunas bases y fundamentos teóricos que servirán como soporte y permitirán el desarrollo adecuado del estudio.

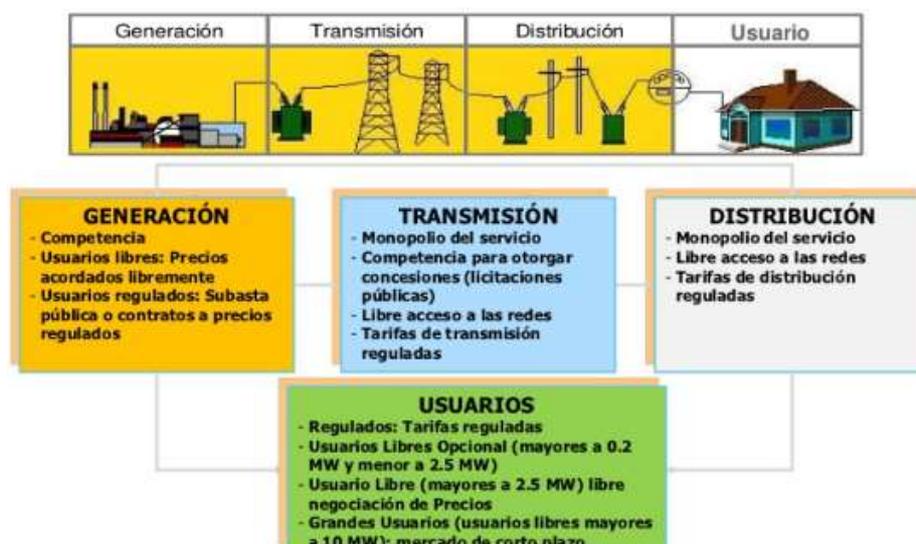
**Sector eléctrico peruano:** Este sector está normado por la LCE N°25844 desde 1994, y su campo de aplicación comprende todo lo relacionado con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, todos ellos están relacionados entre sí como se observa en la figura 3. Además, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y el Organismo Supervisor en la Inversión de la Energía y Minería (Osinergmin) son las máximas autoridades representantes del estado peruano que tienen la capacidad de supervisar y hacer cumplir dicha norma.



**Figura 3:** Esquema del sector eléctrico peruano.

**Fuente:** Elaboración propia.

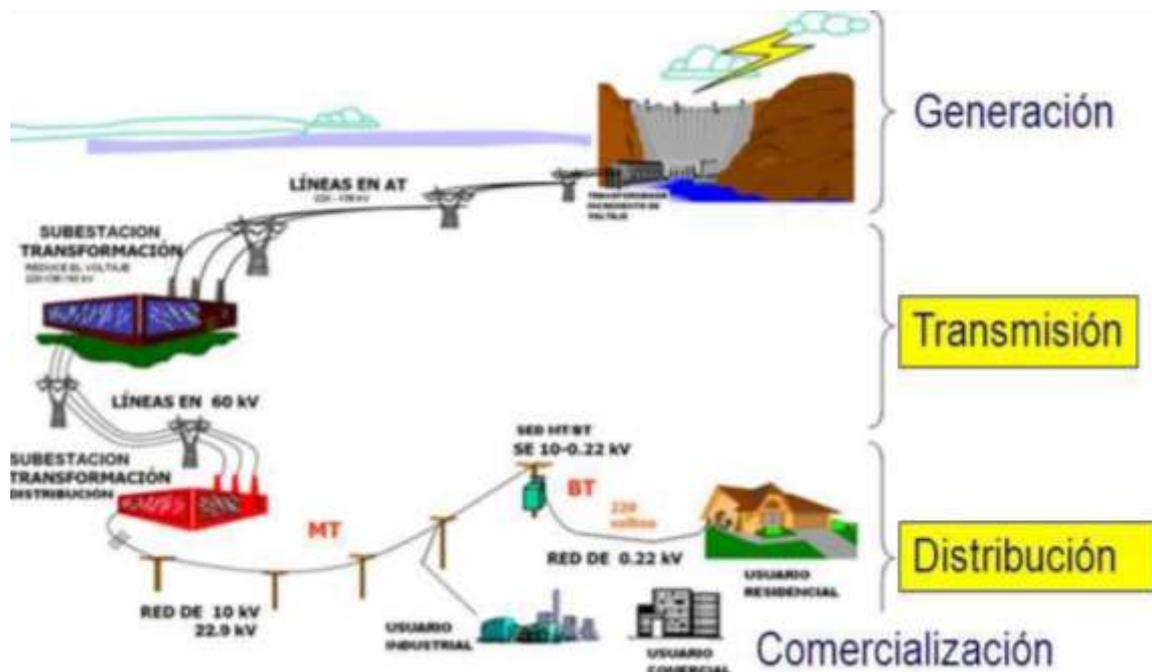
**Sistema eléctrico:** Están conformados por los procesos de generación, transmisión y distribución, y debido a la amplitud y complejidad de cada uno de los procesos, son administrados los estudios, ejecución, operación y dirección de manera independiente en las diferentes empresas del mundo (Yebra, 2009). Ver figura 4.



**Figura 4 :** Sistema eléctrico peruano.

**Fuente:** Dirección general de electricidad- Ministerio de Energía y Minas.

**Sistema de distribución:** Es el conjunto de instalaciones eléctricas, la energía eléctrica proviene desde el sistema de generación, luego transmisión y finalmente distribución, donde se encuentran los usuarios finales, sus elementos principales del sistema de distribución son el transformador, línea primaria y secundaria, acometidas y medidores. Ministerio de Energía y Minas Sistemas, Dirección General de Electricidad. Ver figura 5.



**Figura 5 :** Sistema de distribución.

**Fuente:** Supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública. César Gago. Supervisor - Osinergmin, 2013.

**Alimentador de media tensión:** Es un circuito de media tensión por donde se traslada la energía eléctrica para alimentar a una o más subestaciones de distribución de diferentes potencias. Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006).

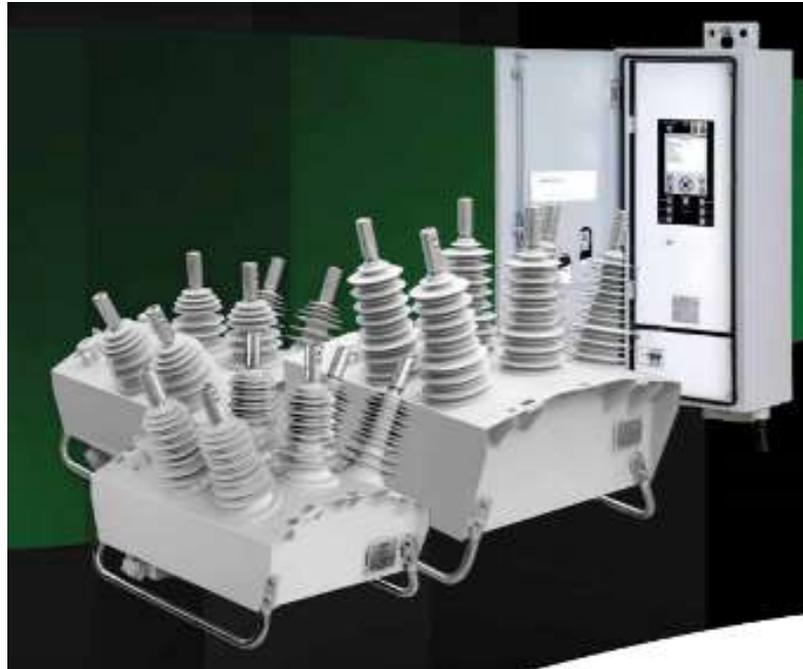
**Interruptor de media tensión:** Es un seccionador de potencia, diseñado para interrumpir y restablecer el flujo de la energía eléctrica. El interruptor es un equipo electromecánico que se opera con y sin carga. Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006). Ver figura 6.



**Figura 6 :** Interruptor de MT.

**Fuente:** Siemens.

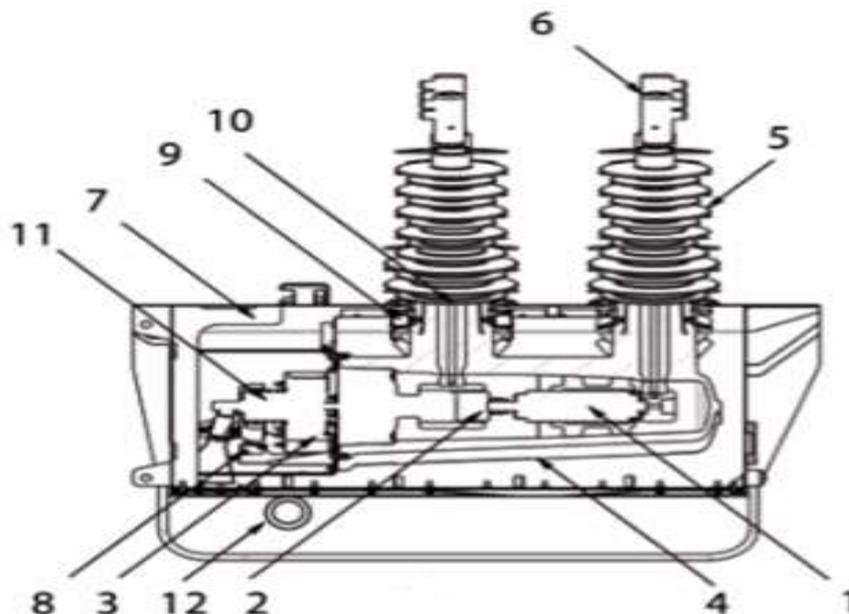
**Reconector de media tensión:** Es un equipo electromecánico y electrónico que tiene la capacidad de realizar recierres en forma automática en un determinado circuito de media tensión ante una falla. Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006). Ver figura 7.



**Figura 7:** Reconector.

**Fuente:** Noja Power.

**Reconectador Noja Power:** Esta marca de reconectador automático está diseñado para diferentes tensiones de operación, 15kV, 27kV y 38kV, trifásico, bifásico y monofásico, permite cambiar los ajustes de su funcionalidad por el cliente y es posible operarlo en forma manual o remotamente a través del sistema de comunicaciones, el cual permite optimizar los gastos de operación. Ver figura 8.



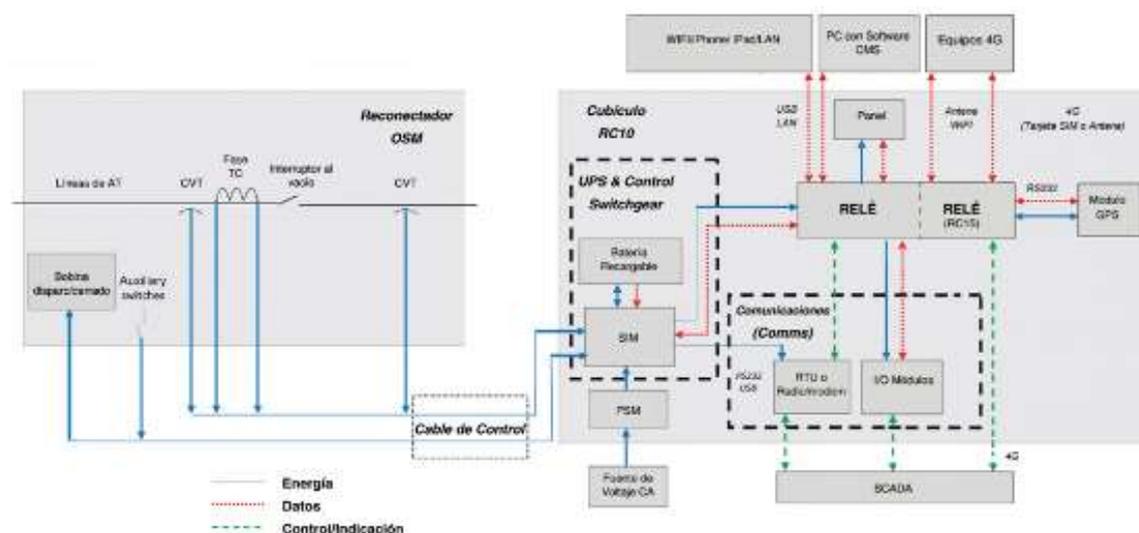
**Piezas:**

- 01 Interruptor de cámara de vacío.
- 02 Varilla de acondicionamiento aislado.
- 03 Solenoide.
- 04 Cubierta de resina.
- 05 Bushing.
- 06 Conector.
- 07 Tanque.
- 08 Interruptores auxiliares.
- 09 Transformador de corriente.
- 10 Sensor de voltaje.
- 11 Resorte de apertura.
- 12 Respirador.
- 13 Anillo de disparo.

**Figura 8:** Partes del reconectador.

**Fuente:** Noja Power.

El cubículo de control y comunicaciones tiene la capacidad de registrar el comportamiento de los parámetros eléctricos de acuerdo con los ajustes realizados previa a su instalación para brindar protección de las personas e instalaciones eléctricas en caso de una falla transitoria o franca, así mismo puede operar el RC bajo condiciones climáticas extremas entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $55^{\circ}\text{C}$  que se encuentra dentro del gabinete sellado IP66. Los ajustes de tiempos pueden ser de 01; 05; 10; 15; 30; 60 y 120 minutos, el dispositivo de almacenamiento registra hasta 10,000 eventos en 417 días con integración de 60 minutos. Ver figura 9.



**Figura 9:** Diagrama de conexiones del reconector automático.

**Fuente:** Noja Power.

Los principales componentes de un sistema integral de reconectores eléctricos, serán:

- Reconector de tres polos, con interrupción en vacío, incluido herraje de fijación para postes de concreto.
- Tablero de control, comunicación y batería con los cables de conexión y accesorios.
- RTU (Remote Terminals Unit) con revestimiento / ambiente difícil.
- Espacio en el tablero de control para Radio / modem con cables de conexión

y accesorios.

- Estructura soporte del reconectador con espacio para instalación de pararrayos.
- Pararrayos de acuerdo con la tensión de operación.
- Transformadores de voltaje y corriente.
- Un transformador para alimentación para control y RTU.

Los cuales, estarán sujetos a los siguientes condicionamientos de instalación y combinación correspondiente:

Los reconectores a adquirir son del tipo de operación manual / local / remota, se instalarán en el sistema eléctrico de la CRE y serán controlados desde el centro de control vía sistema SCADA, vía control local y manual con transmisión mecánica» (Zaparenckys, 2017) .

«Los reconectores de tres polos del tipo de operación electrónica adquiridos se instalarán en el sistema eléctrico de la CRE y serán comandados desde el centro de control de operaciones a través del sistema SCADA. Los reconectores tripolares se montarán sobre un poste circular de hormigón, a través del cual habrá espacio para la instalación del pararrayos. El monitoreo y control del reconectador es proporcionado por un gabinete de control y comunicación montado en poste y conectado al interruptor automático por un cable de control desmontable, que debe ser de tipo UV y protegido mecánicamente» (Locomadurosky, 2019).

El reconectador tripolar tendrá operación independiente de la dirección del flujo de la energía.

«En cuanto a las funciones principales de la solicitud de reconexión, debemos entender que el software de configuración de parámetros de protección de control debe ser compatible con el sistema operativo Windows desde Vista hasta la última versión comercial. El costo de este software debe incluirse en el costo constante total del equipo de la propuesta. Además del software de programación paramétrica, debe proporcionarse un software de construcción de lógica programable. El formulario de ingreso de datos para parámetros de sobrecorriente, ya sea en relés o en software, puede ser en unidades de corriente primaria o secundaria (Amperios) o en múltiplos de corriente nominal

(In)» (Crespo, 2017).

Todas las funciones descritas son necesariamente ajustables por el panel frontal o por el software de sintonización y programación.

**Seccionador de media tensión:** Dispositivo mecánico que tiene la capacidad de conectar o desconectar un circuito eléctrico de media tensión con una carga limitada debido a su diseño. Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Ver figura 10.



**Figura 10:** Seccionador tipo Cut-Out.

**Fuente:** ABB.

**Aislador:** Es un material aislante que está diseñado para soportar física y mecánicamente a un conductor y separarlo eléctricamente del paso de la energía eléctrica; el material puede ser de vidrio, porcelana, polímero, entre otros. Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Ver figura 11.



**Figura 11:** Aislador tipo PIN polímero.

**Fuente:** INGELEC TECH.

**Pararrayo:** Es un dispositivo de protección que está diseñado para disipar las sobretensiones de índole interno o externo, protegiendo las instalaciones eléctricas y evitando la interrupción del servicio de energía eléctrica. Código Nacional de Electricidad – Tomo IV Sistema de distribución. Ver figura 12.



**Figura 12:** Pararrayo de polímero.

**Fuente:** INGELEC TECH.

**Conductor eléctrico:** Es un elemento principal del sistema eléctrico, que sirve para transportar la energía eléctrica, los materiales conductores de la energía eléctrica son diversos como el oro, plata, cobre, aluminio, bronce, entre otros. Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Ver figura 13.



**Figura 13 :** Conductores eléctricos.

**Fuente:** Dirección general de electricidad.

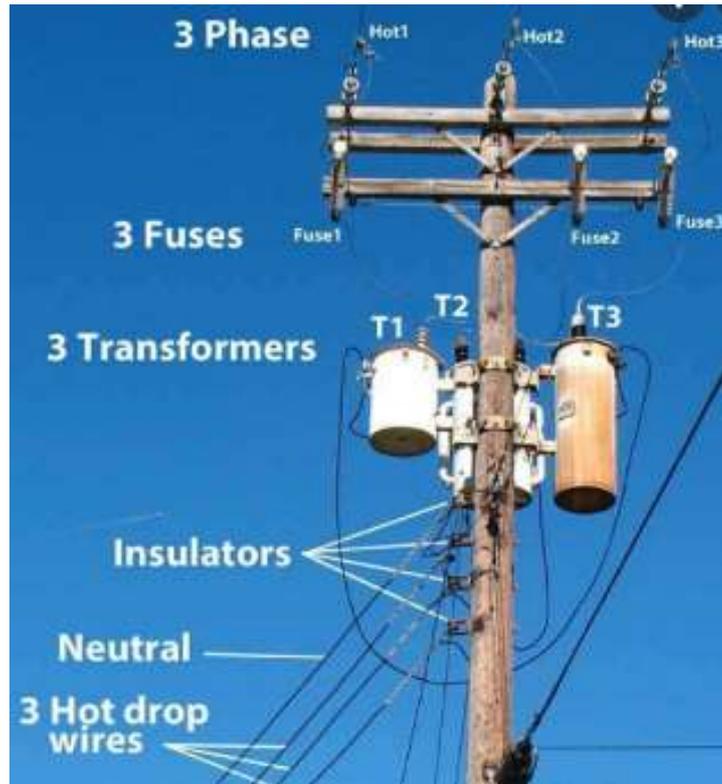
**Relé de protección:** Es un dispositivo electrónico que tiene la función de monitorear los parámetros eléctricos, actúan cuando detectan valores que sobrepasan los límites programados, y una vez detectado la alteración de los parámetros puede ordenar la apertura del circuito y también sirve como controlador de un circuito. Ver figura 14.



**Figura 14:** Relés de protección digitales.

**Fuente:** ABB.

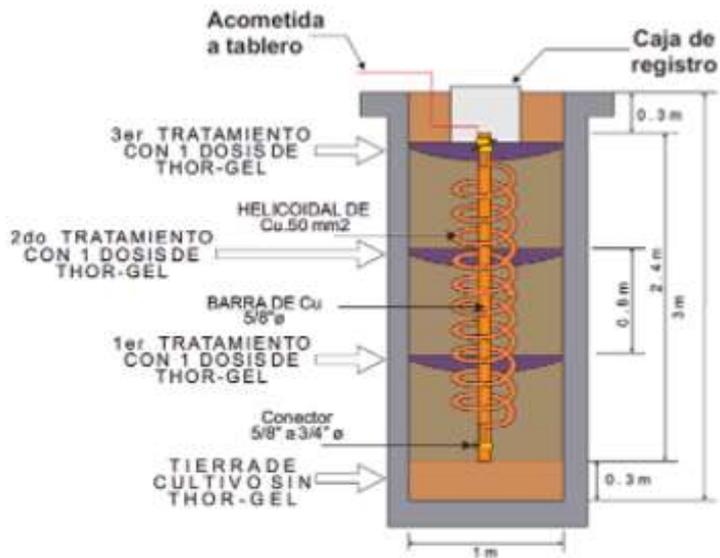
**Subestación de distribución:** Es un conjunto de elementos eléctricos y mecánicos que tiene la capacidad de convertir la tensión primaria en secundaria, que luego se suministra al usuario final, incluido el alumbrado público. La subestación incluye un transformador, equipos de maniobra, protección, medida y control, tanto en el lado primario como en el secundario. Instalaciones de Seguridad Pública (Osinergmin N°228-2009-OS/CD). Ver figura 15.



**Figura 15:** Subestación de distribución.

**Fuente:** Dirección General de Electricidad.

**Puesta a tierra:** Es la protección del sistema eléctrico, ya sea de generación, transmisión y distribución, el cual sirve para disipar a tierra las sobretensiones y/o corrientes de falla. Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006). Ver figura 16.



**Figura 16:** Puesta a tierra.

**Fuente:** Dirección general de electricidad.

**Interrupción del servicio eléctrico:** Es el número y duración mínima de interrupciones del suministro eléctrico en las operaciones de producción, transmisión y distribución para todos los franquiciados en el Perú. Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (1997).

### Fallas en sistemas eléctricos

«Las fallas son alteraciones de las condiciones eléctricas y físicas de un sistema eléctrico que se expresa en interrupción y/o deterioro de los elementos del sistema eléctrico; y tenemos cuatro fallas más comunes como: fallas por contacto entre líneas, fallas por apertura de una o más líneas, fallas consecutivas, y fallas en las bobinas» (Yebra, 2019).

**Tipos de falla:** «Conocemos dos tipos de fallas, seriales y paralelos. Las fallas en serie están relacionadas con roturas de conductores, no están relacionadas con tierra u otra fase. La falla en paralelo se relaciona con cortocircuitos a tierra, con otras fases y a su vez se dividen en 5 tipos: Monofásica, bifásica, bifásica a tierra, trifásica, y trifásica a tierra» (Varela, 2018).

**Normas técnicas de calidad de servicio eléctrico:** «Normas para el control de la calidad de los servicios eléctricos tales como: calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial y calidad de alumbrado público» (Ministerio de Energía y Minas , 2017).

**Calidad de servicio eléctrico:** Incluye la Norma técnica de calidad de servicio eléctrico (NTCSE) para zonas urbanas, sectores típicos 1; 2 y 3, y zonas rurales típicos 4; 5; 6 y SER. La tabla 1 muestra los aspectos de calidad en la NTCSE – Urbana y la tabla 2 muestra aspectos de calidad en la NTCSE - Rural.

**Tabla 1:** Aspectos de calidad establecidos en la NTCSE – Urbana.

Item	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones / Compensación																								
1	Calidad de Producto	Tensión	$\Delta V(\%)$ (% de desviación de la tensión nominal)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nivel de tensión</th> <th>% V nominal</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BT</td> <td><math>\pm 5\% Vn</math></td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td><math>\pm 5\% Vn</math></td> </tr> </tbody> </table>	Nivel de tensión	% V nominal	BT	$\pm 5\% Vn$	MT	$\pm 5\% Vn$	Pago de compensación																		
		Nivel de tensión	% V nominal																										
		BT	$\pm 5\% Vn$																										
		MT	$\pm 5\% Vn$																										
Frecuencia	$\Delta f(\%)$ (% de desviación de la frecuencia nominal) <b>VSF</b> (Variaciones Súbitas) <b>IVDF</b> (Variaciones Diarias)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Indicadores</th> <th>Tolerancia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Variaciones Sostenidas (<math>\Delta f(\%)</math>)</td> <td><math>\pm 0.6\%</math></td> </tr> <tr> <td>Variaciones Súbitas (VSF)</td> <td><math>\pm 1</math> Hz</td> </tr> <tr> <td>Variaciones Diarias (IVDF)</td> <td><math>\pm 600</math> Ciclos</td> </tr> </tbody> </table>	Indicadores	Tolerancia	Variaciones Sostenidas ( $\Delta f(\%)$ )	$\pm 0.6\%$	Variaciones Súbitas (VSF)	$\pm 1$ Hz	Variaciones Diarias (IVDF)	$\pm 600$ Ciclos	Pago de compensación																		
Indicadores	Tolerancia																												
Variaciones Sostenidas ( $\Delta f(\%)$ )	$\pm 0.6\%$																												
Variaciones Súbitas (VSF)	$\pm 1$ Hz																												
Variaciones Diarias (IVDF)	$\pm 600$ Ciclos																												
Perturbaciones	<b>Pst</b> (Índice de severidad por flicker)	$Pst \leq 1$	No Aplica																										
	<b>THD</b> (Tensiones Armónicas)	Tabla Nº 5 NTCSE	No Aplica																										
2	Calidad de Suministro	La continuidad del servicio eléctrico	<b>N</b> (Número total de interrupciones por cliente por semestre) <b>D</b> (Duración total ponderada de interrupciones por cliente)	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Cliente por Nivel de Tensión</th> <th colspan="2">STO 1</th> <th colspan="2">STO 2 y STO 3</th> </tr> <tr> <th>N</th> <th>D</th> <th>N</th> <th>D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Baja Tensión</td> <td>6</td> <td>30</td> <td>8</td> <td>33</td> </tr> <tr> <td>Medio Tensión</td> <td>4</td> <td>7</td> <td>6</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Med Alta y Alta tensión</td> <td>2</td> <td>4</td> <td>3</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>	Cliente por Nivel de Tensión	STO 1		STO 2 y STO 3		N	D	N	D	Baja Tensión	6	30	8	33	Medio Tensión	4	7	6	30	Med Alta y Alta tensión	2	4	3	6	Pago de compensación
Cliente por Nivel de Tensión	STO 1		STO 2 y STO 3																										
	N	D	N	D																									
Baja Tensión	6	30	8	33																									
Medio Tensión	4	7	6	30																									
Med Alta y Alta tensión	2	4	3	6																									

Item	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones / Compensación										
3	Calidad de Servicio Comercial	Trato al cliente	Plazos máximos de atención	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Indicadores</th> <th>Tolerancia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tiempo de atención de solicitudes</td> <td>Variable desde 7 días hasta un año</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de atención de reclamos</td> <td>30 días hábiles</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de atención en cambios de pago</td> <td>15 minutos</td> </tr> <tr> <td>Tiempo de recuperación del servicio</td> <td>33 horas después del pago</td> </tr> </tbody> </table>	Indicadores	Tolerancia	Tiempo de atención de solicitudes	Variable desde 7 días hasta un año	Tiempo de atención de reclamos	30 días hábiles	Tiempo de atención en cambios de pago	15 minutos	Tiempo de recuperación del servicio	33 horas después del pago	Sanción
		Indicadores	Tolerancia												
		Tiempo de atención de solicitudes	Variable desde 7 días hasta un año												
Tiempo de atención de reclamos	30 días hábiles														
Tiempo de atención en cambios de pago	15 minutos														
Tiempo de recuperación del servicio	33 horas después del pago														
Medios a disposición del cliente	Requerimientos mínimos exigidos	- Facturas; - Registros de reclamos; - Centros de atención telefónica/fax	Sanción												
Precisión de la Medida de la energía facturada	<b>Sd (%)</b> (% Suministros con deficiencias en el sistema de medición)	Sd (%): 5%	Sanción												
4	Calidad de Alumbrado Público	Niveles de Iluminación	<b>I(%)</b> (Longitud porcentual de vías con alumbrado deficiente)	I(%): 10%	Pago de compensación										

**Fuente:** Norma técnica de calidad de servicio eléctrico (NTCSE) para zona urbana.

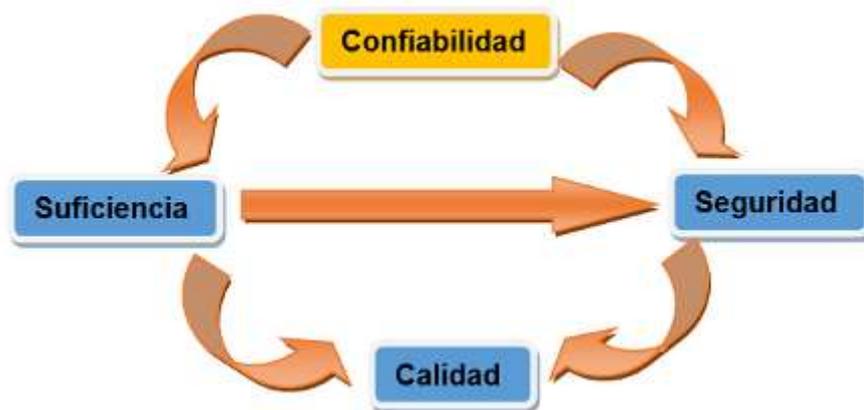
**Tabla 2:** Aspectos de calidad establecidos en la NTCSE – Rural.

Item	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones/Compensación																			
1	Calidad de Producto	La calidad de tensión	$\Delta V_k(\%)$ (%de desviación de la tensión nominal)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nivel tensión</th> <th>% <math>V_{nominal}</math></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>BT</td> <td><math>\pm 7.5\%V_n</math></td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td><math>\pm 6\%V_n</math></td> </tr> </tbody> </table>	Nivel tensión	% $V_{nominal}$	BT	$\pm 7.5\%V_n$	MT	$\pm 6\%V_n$	Pago de Compensación													
Nivel tensión	% $V_{nominal}$																							
BT	$\pm 7.5\%V_n$																							
MT	$\pm 6\%V_n$																							
2	Calidad de Suministro	La continuidad del servicio eléctrico	NIC (Número de interrupciones Promedio por cliente) DIC (Duración ponderada acumulada de interrupciones por cliente)	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nivel tensión</th> <th colspan="2">SDT 4</th> <th colspan="2">SDT 5, E y SER</th> </tr> <tr> <th>NIC</th> <th>DIC</th> <th>NIC</th> <th>DIC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MT</td> <td>07</td> <td>17</td> <td>07</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>10</td> <td>25</td> <td>10</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>	Nivel tensión	SDT 4		SDT 5, E y SER		NIC	DIC	NIC	DIC	MT	07	17	07	28	BT	10	25	10	40	Pago de Compensación
Nivel tensión	SDT 4		SDT 5, E y SER																					
	NIC	DIC	NIC	DIC																				
MT	07	17	07	28																				
BT	10	25	10	40																				
3	Calidad de Servicio Comercial	Trato al Cliente	Plazos máximos de atención	- Solicitudes de nuevos suministros - Reconexiones - otros	Sanción																			
		Medios a disposición del Cliente	Requerimientos mínimos exigidos	- Facturas claras y correctas - Registro de reclamaciones - Centros de atención	Sanción																			
		Precisión de la Medida de la energía facturada	Sd (%) (% Suministros con deficiencias en el sistemas de medición)	5%	Sanción																			
4	Calidad de Alumbrado Público	La operatividad del AP	n (%) (Índice de lámparas apagadas)	2%	Sanción																			

**Fuente:** Norma técnica de calidad de servicio eléctrico rural (NTCSER) para zona rural.

**Confiabilidad del servicio eléctrico:** «Es el nivel de confiabilidad operativa del servicio de energía eléctrica, que permite la continuidad y calidad del servicio a los clientes mediante la aplicación de estrategias de mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos de manera oportuna; a su vez dicha confiabilidad permite medir los índices de SAIDI y SAIFI» (Gonzales, 2017).

La confiabilidad está relacionada estrechamente con la Suficiencia, Seguridad y Calidad (Diaz, 2017). Ver figura 17.



**Figura 57:** Esquema de Confiabilidad.

**Fuente:** Evaluación y mejoramiento de la confiabilidad mediante la ubicación óptima de equipos de protección y seccionamiento en los alimentadores de 10 kV del sistema eléctrico Yarada, Tacna (Molina y Pilco, 2021).

**Suficiencia:** «Se refiere a instalaciones eléctricas que cubren las demandas de las cargas a través de los sistemas de generación, transmisión y distribución» (Nakamura, 2016).

**Seguridad:** «Es aquel sistema eléctrico que tiene la capacidad de soportar cualquier contingencia con características dinámicas» (Rudnick, 2017).

**Calidad:** «Es un servicio con los parámetros eléctricos aceptables conforme a las tolerancias permisibles, asimismo, ofrece continuidad del servicio» (Sialer, 2018).

**Calidad de suministro:** Es la continuidad del servicio eléctrico brindado al cliente, el cual es verificado por el Osinergmin cada 6 meses como unidad de monitoreo. La calidad de suministro de energía se mide por el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración y la potencia no suministrada, los motivos pueden deberse a diversas causas como mantenimiento programado, averías, entre otras causas. Ver tabla 3.

**Tabla 3:** Tolerancia de interrupciones en sistemas de distribución.

Indicador	Tolerancia	
	Alta tensión	Media tensión
N: Número de interrupciones (Interrupciones/Semestre)	2	4
D: Duración total ponderada de interrupciones (Horas/Semestre)	4	7

**Fuente:** Norma técnica de calidad de servicios eléctricos (1997).

Las intermisiones se calculan y se compensan semestralmente en función de la energía no suministrada.

### **Compensación por intermisión (PE) = e \* E \* ENS**

ENS = Energía sin alimentación.

N = Número de intermisiones por cliente y semestre.

D = Total de intermisiones acumulados.

e = Precio unitario compensado = 0.05 dólares / KWh

### **Indicador de calidad de suministro**

Intermisiones por cliente (N').

- Clientes de muy alta / alta tensión = 02 intermisiones / semestre.
- Clientes de media tensión = 04 intermisiones / semestre.
- Clientes de baja tensión = 06 intermisiones / semestre.

Duración ponderada total de intermisiones por cliente (D')

- Clientes de muy alta / alta tensión = 04 intermisiones / semestre.
- Clientes de media tensión = 07 intermisiones / semestre.
- Clientes en baja tensión = 10 intermisiones / semestre.

**Fuente:** Norma técnica de calidad de servicios eléctricos (1997).

## Índices de desempeño establecidos:

**Saidi:** Mide la duración de la intermisión, está relacionado a la ubicación del evento y los recursos disponibles para el remplazo como: grupos de trabajo, materiales, equipos electromecánicos, equipos de comunicación, vehículos, rutas de acceso, diseño de red, etc.

**Saifi:** Mide la frecuencia de sucesos de las intermisiones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, por fallos de componentes, operaciones e indisponibilidad que afectan a los sistemas eléctricos, pueden ser propias (sistemas de protección, equipos electromecánicos, diseño de redes, estado de instalaciones) y externas (medio ambiente y terceros).

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N} \quad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Donde :

$t_i$  :Duración de cada interrupción.

$u_i$  :Número de usuarios afectados en cada interrupción.

$n$  :Número de interrupciones del periodo.

$N$  :Número de usuarios del Sist. Elect. o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

**Sectores típicos:** Están denominados y clasificados en seis sectores típicos según el Ministerio de Energía y Minas:

**Sector de distribución típico 1:** Zona urbana de muy alta densidad de carga. Corresponde a dos sistemas de distribución de energía como Lima Norte y Lima Sur debido a la muy alta densidad y presencia parcial de ambientes salinos y donde se aceptan temporalmente la configuración de redes MT con neutro aislado y redes de BT trifilares de 3x2220V.

**Sector de distribución típico 2:** Zona urbana de alta y media densidad de carga. Corresponde a sistemas de distribución de energía con densidades de cargas altas y medias con desarrollo urbano vertical y en menor medida horizontal. Se utilizan redes aéreas y subterráneas, subestaciones a nivel o convencionales en conjunto con las subestaciones aéreas biposte. Las redes son radiales utilizando conductores desnudos en MT, se considera recierre entre circuitos troncales para mayor confiabilidad, se utilizan cables preensamblados para servicio particular y alumbrado público.

**Sector de distribución típico 3:** Zona urbana - rural con baja densidad de carga. Corresponde a sistemas eléctricos de distribución que alimentan a zonas urbanas de baja densidad de carga y zonas rurales con desarrollo horizontal, se utilizan redes aéreas radiales, subestaciones biposte y monoposte, cables de BT preensamblados y conductores desnudos de MT.

**Sector de distribución típico 4:** Zona rural dispersa con baja densidad de carga. Corresponde a sistemas eléctricos de distribución que alimentan a zonas rurales dispersas, con alto recorrido de redes de MT, pequeñas poblaciones, bajo densidad y consumo por usuario, se utilizan redes radiales, subestaciones monoposte y admite redes bifásicas y monofásicas en BT.

**Sector de distribución típico sistemas eléctricos rurales (SER):** Zona rural con baja densidad de carga de acuerdo con la Ley de Electrificación Rural. Representa a los Sistemas Eléctricos Rurales que poseen características técnicas definidas de mercado y de aplicación tarifaria propias, según la determinación del MINEM, se utilizan redes radiales, subestaciones monoposte y admite redes BT monofásicas y bifásicas.

Ministerio de Energía y Minas (Resolución Directoral N.º 2017-EM-DGE), Oficio N.º 451-2017-OS-PRES, Lima 2017. Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844 (1992).

## **Adecuación de la confiabilidad en los sistemas de distribución**

**Importancia de los sistemas de distribución:** Los sistemas de distribución de energía son esenciales para la producción, transporte y consumo de energía eléctrica hasta que llega al usuario final.

**La subestación de transformación:** Tiene uno o más alimentadores que pueden ser de diferentes niveles de tensión, como en 10kV; 13,kV; 13,8kV o 22,9kV. Generalmente los alimentadores tienen topología radial, que son los más usuales, porque también existen topologías en anillo o mallas.

En las zonas urbanas las redes primarias son pocas extensas, pero con mayor demanda de energía eléctrica debido a la mayor concentración poblacional; en cambio en las zonas rurales las redes primarias son ampliamente extensas, con cargas dispersas con poca demanda de energía eléctrica.

«En las zonas urbanas fácilmente se detecta las fallas debido a las cercanías de las redes primarias, pero en las zonas rurales demanda mayor tiempo para detectar las fallas debido a la geografía accidentada y la extensión de las redes.

Bajo el nombre de método Montecarlo o simulación Montecarlo se agrupan una serie de procedimientos que analizan distribuciones de variables aleatorias usando simulación de números aleatorios» (Zapata, 2016).

«El método de Montecarlo resuelve muchos problemas matemáticos realizando experimentos de muestreo estadístico en computadoras. Este método se puede aplicar a cualquier tipo de problema, ya sea aleatorio o determinista» (Bennett, 2015) .

«Generalmente en estadística, los modelos estocásticos se utilizan para simular fenómenos que tienen un componente aleatorio. Pero en el método de Montecarlo, el objeto de investigación es el propio sujeto, un evento aleatorio o pseudoaleatorio se utiliza para estudiar el modelo. A veces, la aplicación del método de Montecarlo se usa para analizar problemas sin un componente aleatorio obvio; en estos casos, se expresa un parámetro determinista del problema se expresa como una distribución aleatoria y se simula la distribución» (Garces, 2018).

«También se crearon simulaciones de Montecarlo para resolver integrales que

no podían resolverse por métodos analíticos, para resolver estas integrales se utilizaron números aleatorios. Entonces se usa para cualquier esquema que use números aleatorios, use variables aleatorias con una distribución de probabilidad conocida, se usa para resolver algunos problemas estocásticos y deterministas, donde el tiempo no juega un papel importante» (Mora, 2016) .

### **Tipos de Modelos**

«Los humanos, en nuestra vida diaria, usamos continuamente modelos para comprender y predecir el comportamiento de los sistemas. Por ejemplo, ver a alguien como “bueno” es un modelo de comportamiento de esa persona. Este modelo nos ayuda a responder, por ejemplo, a la pregunta: “¿cómo reaccionarías si te pidiéramos ayuda?” También tenemos modelos de sistemas de ingeniería» (Urquia, 2019).

«Basado en la intuición y en la experiencia. Todos estos son llamados modelos mentales. Por ejemplo, aprender a conducir un automóvil consiste en parte, en desarrollar un modelo mental de las características de conducción del vehículo. Asimismo, un operario que trabaja en un determinado proceso industrial sabe cómo responde el proceso ante diversas acciones: el operario, a través de la formación y la experiencia, ha desarrollado un modelo mental del proceso» (Orjuela, 2018).

«Otro tipo de modelo es el modelo verbal, en el que se describe verbalmente el comportamiento del sistema: si se aplican los frenos, la velocidad del automóvil disminuirá. El sistema experto es un ejemplo de modelo de voz formalizado. Es importante distinguir entre patrones mentales y verbales. Por ejemplo, usamos un modelo mental de la dinámica de la bicicleta mientras la montamos, sin embargo, no es fácil traducirlo a un modelo verbal» (Arriagada, 2016).

### **Valoración de confiabilidad**

**Medidas de confiabilidad:** Se mide la confiabilidad acumulando los índices de confiabilidad de cargas de los usuarios de los alimentadores de media tensión.

## **Tipos de valoración**

Existen dos tipos de valoración, uno es por desempeño histórico, que se refiere al comportamiento del sistema eléctrico en el tiempo, y otro es por predicción, que se refiere al planeamiento de actividades del sistema eléctrico anualmente mediante un modelo matemático.

**Desempeño eléctrico del sistema:** Se refiere a la calidad y seguridad del sistema eléctrico.

## **Índices de confiabilidad**

T : Tiempo de estudio o registro, generalmente (años).

nf : Número de interrupciones del servicio durante T.

ttri : tiempo de reparación o reconexión de la intermisión i.

Nf : Número de intermisiones para el usuario.

N : Número de usuarios atendidos.

Nx : Número de usuarios desconectados.

nx : Número de usuarios afectados por al menos una intermisión.

MVAi : Carga total instalada en tiempo de intermisión i.

MVALi: Carga interrumpida en la intermisión i.

ENS: Energía sin alimentación.

## **Comentario sobre indicadores de confiabilidad**

En un circuito con usuarios residenciales, comerciales e industriales, se deben aplicar varios tipos de indicadores; de manera similar, la confiabilidad operativa difiere en áreas urbanas y rurales y se puede calcular con registros de hace muchos años anteriores.

**Técnicas para valoración de confiabilidad:** Se pueden aplicar diferentes métodos como son:

El proceso de Markov: la valoración de confiabilidad es limitado porque tienen muy grande sus componentes eléctricos.

La técnica de bloques de frecuencia y duración: es más aplicado por su facilidad de solución y analogía de los circuitos eléctricos.

Simulación de Montecarlo: Es el más efectivo en la solución, es mediante un software donde se puede incorporar diversos modelos de componentes, en cambio en otros métodos anteriores se requiere resolver analíticamente de nuevo.

### **III. METODOLOGÍA**

#### **3.1. Tipo y diseño de investigación**

##### **Tipo de investigación**

Es de tipo aplicado, porque se apeló a las bases teóricas, con las cuales se determinó conceptualmente y se propuso una mejora de la confiabilidad del AMT TIC295.

##### **Diseño de investigación**

Es preexperimental, porque se analizó conceptualmente la variable dependiente confiabilidad.

#### **3.2. Variables y Operacionalización**

##### **Variables**

##### **Variable independiente cuantitativa**

Número de reconectores y su ubicación conceptual a control remoto.

##### **Variable dependiente cuantitativa**

La confiabilidad.

##### **Operacionalización de variables**

La tabla de operacionalización se ubica en el anexo A del presente documento.

#### **3.3. Población, muestra y muestreo**

##### **Población**

Lo conforman 65 equipos de corte y protección del AMT TIC295, como se muestra en la tabla 4, de los cuales se analizó su ubicación conceptual .

**Tabla 4:** Equipos que constituyen la población de estudio.

<b>Equipos de corte y protección</b>	<b>Cantidad</b>
Seccionadores de la línea troncal	5
Seccionadores de las derivaciones	59
Reconector de la línea troncal	1
<b>Total</b>	<b>65</b>

**Fuente:** Fuente: D.U. del AMT TIC295 – Hidrandina S.A.

### **Muestra**

Lo conforman 8 equipos del AMT TIC295 (5 seccionadores de la línea troncal, 2 seccionadores de las derivaciones principales y 1 reconector de la línea troncal), como se observa en el anexo B.

### **Muestreo**

No probabilístico por conveniencia de los autores.

### **3.4. Unidad de análisis**

Equipos de corte y protección del AMT TIC295.

### **3.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Se realizó con el método de análisis de documentos teóricos y estudio de simulaciones a nivel teórico conceptual, como se observa en el anexo C.

### **3.6. Procedimientos**

El proceso de desarrollo del presente estudio cuenta con las siguientes etapas:

- **Etapa 1:** Se determinó la confiabilidad conceptual actual del AMT TIC295 con los datos proporcionados por la empresa Hidrandina, tales como el diagrama unifilar y el registro de interrupciones y otros datos necesarios.

- **Etapa 2:** Se realizó el análisis de la data secundaria en campo y se actualizó el diagrama unifilar del AMT TIC295 y se determinó los conceptos para la ubicación óptima de los reconectores a implementar.
  
- **Etapa 3:** Se determinó la confiabilidad conceptual (disponibilidad e indicadores) del AMT TIC295 después de la propuesta de implementación de los reconectores y se realizó la comparación con la confiabilidad conceptual inicial, para calcular y conocer los índices de la mejora.
  
- **Etapa 4:** Se analizó y determinó el aspecto económico y la viabilidad del diseño conceptual de la implementación en el AMT TIC295 con los indicadores económicos VAN y TIR.

### **3.7. Método de análisis de datos**

El procesamiento y estudio de los datos se llevó a cabo con toda las referencias e informaciones teóricas relacionadas con la confiabilidad y con los datos proporcionados por la empresa Hidrandina, con los cuales se realizó el análisis conceptual y se determinó la confiabilidad mediante tablas comparativas y la viabilidad económica y financiera de la configuración conceptual diseñada.

### **3.8. Aspectos éticos**

Los investigadores de este trabajo nos comprometemos a presentar un trabajo verídico y honesto, con información y resultados reales, de la misma forma procedieron todas aquellas personas que formaron parte de esta investigación.

## IV. RESULTADOS

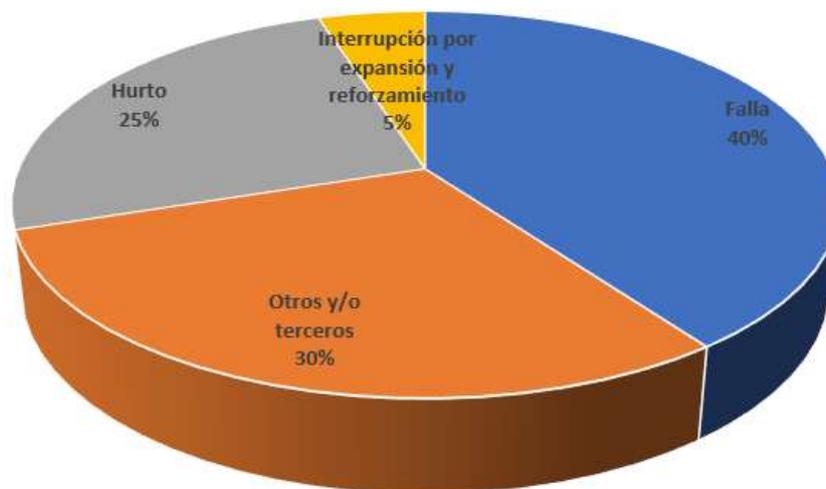
### 4.1. DETERMINAR EL HISTORIAL DE FALLAS Y LA CONFIABILIDAD CONCEPTUAL ACTUAL DEL AMT TIC295 CON LOS DATOS PROPORCIONADOS POR LA EMPRESA HIDRANDINA

Muestra del historial de fallas del AMT TIC295, con el detalle del motivo que la origina, su detalle de motivación (denominado sub-motivo), la fecha de interrupción, la fecha de reposición y el tiempo total de la falla.

**Tabla 5:** Historial de fallas del AMT TIC295.

Motivo	Sub motivo	Fecha de interrupción	Fecha de reposición	Tiempo total
Falla	Rechazo de carga por mínima frecuencia	19/06/2015 12:08	19/06/2015 12:13	00:05
Otros y/o terceros	Colisión de vehículo contra instalaciones	13/03/2015 11:10	13/03/2015 17:59	06:49
Otros y/o terceros	Colisión de vehículo contra instalaciones	23/01/2015 23:09	24/01/2015 04:39	05:30
Falla	Cortocircuito	06/12/2014 17:59	06/12/2014 18:01	00:02
Falla	Línea abierta o caída	06/12/2014 01:30	06/12/2014 02:21	00:51
Interrupción por expansión y reforzamiento	Incremento de la capacidad del conductor	05/12/2014 13:18	05/12/2014 17:00	03:42
Falla	Tiempo adicional por mantenimiento programado	05/12/2014 17:00	05/12/2014 17:48	00:48
Falla	Cortocircuito	22/11/2014 08:13	22/11/2014 08:52	00:39
Falla	Bajo nivel de aislamiento	20/11/2014 12:00	20/11/2014 12:51	00:51
Falla	Cortocircuito	20/11/2014 11:24	20/11/2014 11:55	00:31
Otros y/o terceros	Hurto de conductor o elemento eléctrico	25/09/2014 02:10	25/09/2014 03:00	00:50
Otros y/o terceros	Hurto de conductor o elemento eléctrico	20/08/2014 01:52	20/08/2014 02:10	00:18
Otros y/o terceros	Hurto de conductor o elemento eléctrico	08/08/2014 01:09	08/08/2014 01:38	00:29
Otros y/o terceros	Hurto de conductor o elemento eléctrico	02/08/2014 01:36	02/08/2014 02:04	00:28
Falla	Hurto de conductor o elemento eléctrico	28/01/2014 11:32	28/01/2014 12:08	00:36

**Fuente:** Elaboración propia con los datos de Hidrandina S.A.



**Figura 18:** Porcentaje de interrupciones en el AMT TIC295.

**Fuente:** Elaboración propia con los datos de Hidrandina S.A.

También a nivel conceptual, se definió los métodos de evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución de energía.

Como se menciona en el marco teórico, existen dos tipos de métodos para evaluar la confiabilidad. Entre los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el Montecarlo, y entre los métodos analíticos están los procesos continuos de Markov.

### **Método Montecarlo**

El método teórico consiste en simular un gran número de situaciones, generadas de manera Random, donde los valores de la tasa de falla corresponden a versiones de la distribución de probabilidad. Empero, existe una preferencia por los métodos de analíticos, ya que son mucho más fáciles de manejar.

### **Método de Markov**

La mayoría de los métodos analíticos y conceptuales se basan en procesos continuos de Markov, por que a continuación se presenta un breve resumen de los conceptos más importantes con esta técnica.

Una red eléctrica, es decir, un sistema de distribución o transmisión se

considera un reparable, es decir, cuando hay una falla se reemplaza o repara, según la naturaleza del elemento de que se trate.

De esta forma, se restablecerá el estado normal de funcionamiento del sistema o parte de la red afectada. Entonces el sistema es continuo en el tiempo, con estados finitos discretos, se adapta muy bien a la reparación por procesos continuos de Markov.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de los dos métodos de simulación discutidos durante este trabajo, definiendo el concepto de posición del reconector.

**Tabla 6:** Cuadro de comparación entre los métodos de Montecarlo y Markov.

Método Montecarlo		Método Markov	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Los resultados probabilísticos muestran lo que puede ocurrir y que tan probable es que ocurra un evento.	No siempre da un resultado preciso y existe la probabilidad de que cometamos un error.	Pueden describir sistemas que pueden resultar muy dificultosos.	No existe un conjunto de soluciones cerrado.
Con los datos producidos es cómodo crear gráficas para observar cuales son las posibilidades de que algo ocurra.	En algunas aplicaciones con este método únicamente se puede aplicar en medios que contienen geometrias planas.	Pueden ser usados para experimentar con sistemas que aún no existen o para experimentar con sistemas que ya existen sin que estos varien.	Cada cambio en las variables de entrada requiere una solución separada o conjunto de ejecuciones.
Cuando se tienen resultados limitados se hace más cómodo que vea cuales son las variables que influyen más en los resultados.	Las salidas producidas son aleatorias y deben ser tratadas como una estimación únicamente.		Los modelos de simulación difíciles pueden demandar mucho tiempo para construirlos y ejecutarlos.
Se puede ver qué valores tiene exactamente cada variable, al igual que se puede relacionar distintas variables de entrada para averiguar con exactitud porque algunos valores tienen cambios inesperados paralelamente.			Puede resultar complicado establecer la validez del modelo, es decir, el contraste con el sistema real.

**Fuente:** Elaboración propia.

Entonces podemos decir que el método de Markov es una herramienta para analizar el comportamiento y la gobernanza de algún tipo de proceso que evoluciona de manera indeterminada en el tiempo alrededor de un conjunto de estados, mientras que el método de Montecarlo en simulación es muy útil para su aplicación y aunque tiene algunas

desventajas en comparación con sus pares, es bastante efectivo cuando se trata de aproximar expresiones matemáticas complicadas y caras de evaluar con precisión.

En el presente estudio se utilizó el método de simulación de Montecarlo, debido a sus ventajas que ofrece frente al método de Markov.

### **Horas para la falla**

Dado que las fechas de interrupción y restablecimiento están disponibles para cada falla, la fecha de interrupción del ítem 1 debe restarse de la fecha del ítem 2, y así sucesivamente para otras fechas.

$$\text{Horas para la falla}_{\text{item } i} = \text{fecha de interitem } i - \text{fecha de repitem } i$$

Donde:

*Días para la falla* : Intervalo de tiempo que hay entre elementos o ítems.

*i* : Número de ítem, el cual es igual al número de la falla (0; 1; 2; ...; 8).

De una vez que tengamos los días para la falla, procedemos a multiplicarlo por 24 horas de un día y obtenemos:

$$\text{Días para la falla}_{\text{item } i} = \text{Días para la falla}_{\text{item } i} * 24$$

**Tabla 7:** Horas para la falla en el AMT TIC295.

Ítem	Fecha de interrupción	Fecha de reposición	Días para la falla	Horas para la falla
0	15/01/2014	15/01/2014	0	0
1	05/02/2014	05/02/2014	21	504
2	19/07/2014	19/07/2014	164	4440
3	01/08/2014	01/08/2014	13	4752
4	06/09/2014	06/09/2014	36	5616
5	25/11/2014	25/11/2014	80	7536
6	25/11/2014	25/11/2014	0,13	7539,12
7	03/02/2015	03/02/2015	70	9219,12
8	19/06/2015	19/06/2015	136	12483,12

**Fuente:** Elaboración propia.

### Rango de la mediana

Es un aproximador que no es paramétrico basado en el orden de los fallos. Esta condición implica que la muestra de datos se debe ordenarse de menor a mayor.

$$RM = \frac{N^{\circ} \text{ de orden del fallo} - 0,3}{\text{Tamaño de la muestra} + 0,4}$$

El método de los mínimos cuadrados calcula los parámetros de forma y escala, utilizando una transformación logarítmica doble de la función de distribución acumulativa.

Partimos de la función de distribución de Weibull y operando con ella llegamos a:

$$y = \ln \left( \ln \left( \frac{1}{1 - F(x)} \right) \right)$$

Obtenemos la siguiente tabla con los valores calculados para los fallos del AMT TIC295.

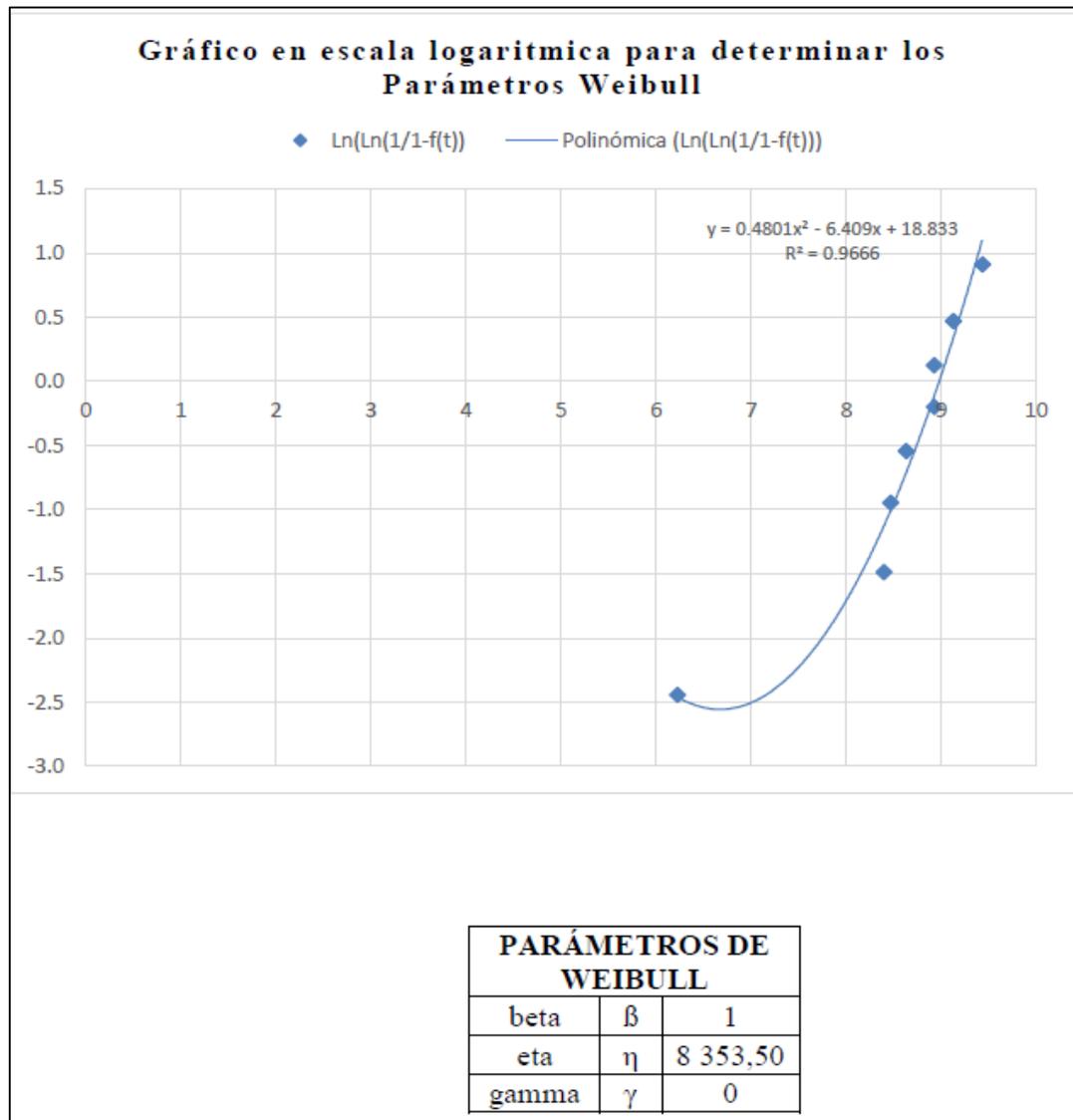
**Tabla 8:** Cuadro resumen de la recta de regresión y el rango de la mediana.

Ítem	RM	Ln (T)	Recta de regresión
1	8,33%	6,22	-2,442
2	20,24%	8,40	-1,487
3	32,14%	8,47	-0,947
4	44,05%	8,63	-0,544
5	55,95%	8,93	-0,199
6	67,86%	8,93	-0,127
7	79,76%	9,13	-0,469
8	91,67%	9,43	-0,910

**Fuente:** Elaboración propia.

### Cálculo de los parámetros $\beta$ y $\eta$

El parámetro de forma  $\beta$ , es la pendiente de regresión. Mientras que el parámetro de escala  $\eta$  es una función de las coordenadas en el origen  $b$  de la línea de regresión y el parámetro  $\beta$ .



**Figura 19:** Resumen de la recta de regresión y el rango de la mediana.

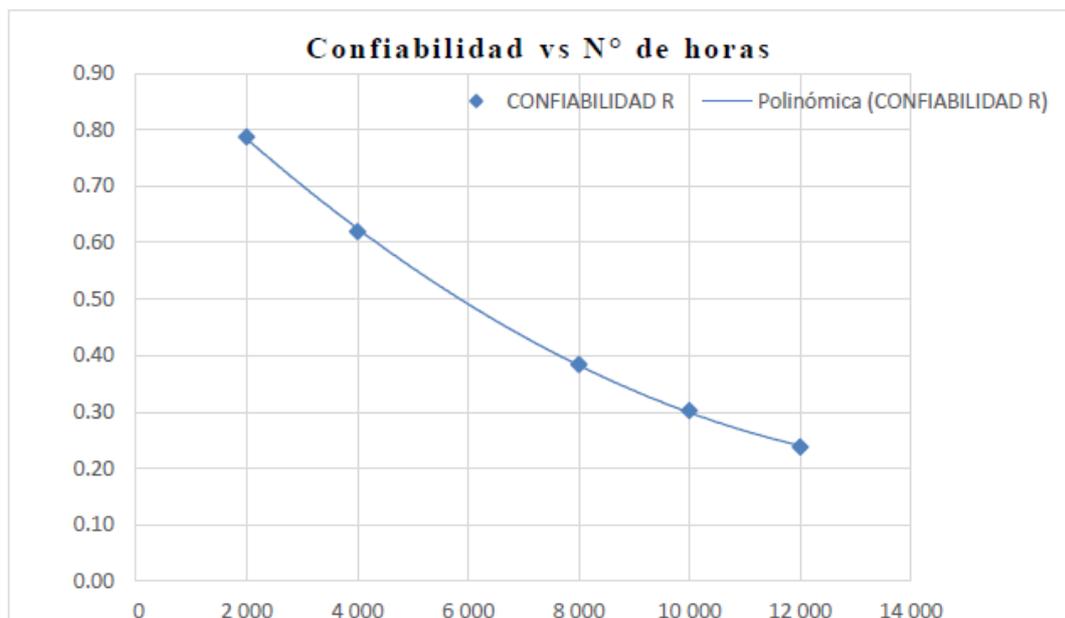
## Confiabilidad del alimentador

$$C = e^{-\frac{\text{horas de trabajo} \cdot \gamma}{\eta}}$$

Ejecutamos cinco iteraciones para ver la mejora en la confiabilidad durante las horas de trabajo. Se desprende la siguiente tabla:

**Tabla 9:** Confiabilidad del suministro analizado.

Confiabilidad		
Horas	Confiabilidad	%
2000	0,787	78,71
4000	0,620	61,95
8000	0,384	38,38
10000	0,302	30,21
12000	0,238	23,78



**Figura 20:** Confiabilidad vs N.º de horas.

## Índices de confiabilidad

Se calculan los índices de confiabilidad.

Periodo (h)	Nº interrupciones	MTBF (h)	MTTR (h)
13090,01	9	1 454,45	4,22

Tabla

33. Índices de Confiabilidad del alimentador C-212.

A continuación; la disponibilidad, las fallas por hora y por día:

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{(MTBF + MTTR)}$$

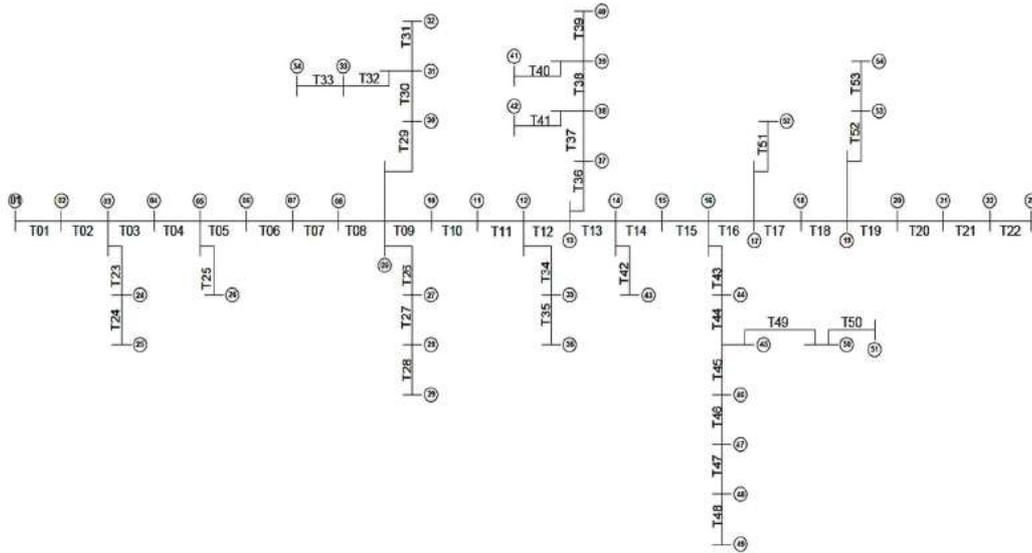
Periodo (h)	Disponibilidad	Disponibilidad (%)	$\lambda = 1/MTBF$ (fallas/h)	Fallas/día
13090,01	0,9971	99,7	0,0007	0,0165

**Figura 21:** Disponibilidad de fallas por hora y día del suministro.

### 4.2. DETERMINAR LA UBICACIÓN ÓPTIMA CONCEPTUAL E IMPLEMENTACIÓN DE RECONECTADORES A CONTROL REMOTO EN LA LÍNEA TRONCAL Y EN LAS DERIVACIONES PRINCIPALES DEL AMT TIC295

El sistema eléctrico de distribución radial, al cual se le aplicará conceptualmente la metodología de posición óptima del reconectador que se encuentran instalados en él, se muestra en la figura 22, es un suministro de media tensión urbano – rural de 70.32 km de longitud, 98 nodos, 73 segmentos de red, 3981,5 KVA instalados en los transformadores de distribución.

El número de lugares identificados donde se pueden instalar los reconectadores conceptualmente es un número finito: 98 lugares posibles para la instalación corresponden a los segmentos de red existentes del suministro; entre el número de reconectadores disponibles para ubicar k para dicho suministro es 1 en la línea principal, 11 seccionadores en la línea central y 87 seccionadores en las derivaciones.



**Figura 22:** Sistema eléctrico de distribución radial del AMT TIC295.

### **Cálculo de los indicadores de confiabilidad**

En esta sección se evaluará la confiabilidad conceptual del diseño del sistema de distribución de energía de configuración radial, indicado en la figura 22, de acuerdo con las especificaciones del procedimiento detallado. En detalle, la evaluación de la confiabilidad ayudará a tener los indicadores de calidad del sistema eléctrico de distribución radial.

### **Datos de entrada**

En la tabla 11, se muestran los datos del alimentador como: potencia instalada de los transformadores de distribución, longitud de la red, potencia y demanda de energía de los usuarios por cada sección del suministro. Los parámetros de confiabilidad de cada una de las secciones del suministro se visualizan en la tabla 13.

### **Construcción de la matriz de estado**

La matriz de estado del sistema de distribución radial de energía se consiguió utilizando el método descrito en el presente estudio. Algoritmo de creación de la matriz de estado, el cual se muestra en la tabla 13.

### **Construcción de la matriz de tasa de falla $\lambda$**

La matriz de tasa de falla  $\lambda$  es una matriz de las mismas dimensiones que la matriz condicional, generada al asignar a cada elemento el número de fallas especificado en la tabla 12. Se asignan interrupciones, dependiendo del tipo de elemento descrito.

La matriz de tasa de falla  $\lambda$  para un sistema de distribución radial de energía, se muestra en la tabla 13.

### **Construcción de la matriz de reparaciones total, en horas**

La matriz del tiempo total de reparación  $r$  en horas, se genera proporcionando a cada elemento el tiempo de intermisión definido en la tabla 12. En este trabajo se relacionan los tiempos de intermisión aportados, según el tipo de elementos.

La matriz del tiempo total de reparación  $r$  de la instalación eléctrica en sistemas de distribución radial se muestra en la tabla 14.

### **Construcción de matriz de indisponibilidades anuales $U_i$**

La matriz de indisponibilidad anual  $U_i$ , se genera asociando a cada elemento, la indisponibilidad anual del elemento  $i$ , por falla del elemento  $j$ , expresada en horas / año.

### **Cálculo de los índices de confiabilidad por tramos del sistema eléctrico de distribución radial.**

Los indicadores de la confiabilidad por tramos de un sistema de distribución radial de energía son:

*$\lambda_{Ei}$  : tasa de falla total del tramo  $i$ , (fallas/año),*

*$r_T$  (horas): tiempo de interrupción o de reparación del tramo  $i$ , en horas;*

*$U_{Ei}$  : indisponibilidad anual total del tramo  $i$ , horas/año,*

Los indicadores de la confiabilidad por cada tramo, para el sistema de distribución radial de energía, se muestra en la tabla 14.

**Cálculo de los índices de confiabilidad globales del sistema eléctrico de distribución radial.**

Los indicadores de la confiabilidad globales del sistema de distribución radial de energía son:

**FMIK:** Frecuencia equivalente por KVA instalado, (fallas / KVA / año).

**TTIK:** Duración equivalente por KVA instalado, (horas /KVA / año).

**ENS:** Energía anual no suministrada (kWH / año), el cual se muestra en la tabla de valores de datos secundario:

**Tabla 10:** Parámetros de confiabilidad del sistema.

TRAMO	Longitud (m.)	b ( $\lambda_u$ ) (fallas/km/año)	Tasa de Falla $\lambda$ (1/año)	Tiempo Total de Interrupción					
				T <sub>c</sub> (horas)	T <sub>i</sub> (horas)	T <sub>p</sub> (horas)	T <sub>t</sub> (horas)	T <sub>r</sub> (horas)	T <sub>v</sub> (horas)
T01	65,24	0,210	0,0137	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T02	13,7	0,210	0,0029	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T03	78,16	0,210	0,0164	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T04	95,87	0,210	0,0201	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T05	78,07	0,210	0,0164	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T06	109,84	0,210	0,0231	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T07	75,87	0,210	0,0159	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T08	25,2	0,210	0,0053	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T09	53,11	0,210	0,0112	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T10	68,24	0,210	0,0143	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T11	25,08	0,210	0,0053	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T12	74,53	0,210	0,0157	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T13	71,39	0,210	0,0150	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T14	155,3	0,210	0,0326	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T15	166,18	0,210	0,0349	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T16	112,9	0,210	0,0237	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T17	167,64	0,210	0,0352	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T18	51,54	0,210	0,0108	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T19	46,66	0,210	0,0098	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T20	33,41	0,210	0,0070	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T21	153,85	0,210	0,0323	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T22	60,25	0,210	0,0127	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T23	87,26	0,210	0,0183	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T24	47,62	0,210	0,0100	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T25	88,82	0,210	0,0187	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T26	23,7	0,210	0,0050	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T27	28,36	0,210	0,0060	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T28	19,45	0,210	0,0041	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T29	31,62	0,210	0,0066	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T30	45,36	0,210	0,0095	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T31	79,91	0,210	0,0168	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T32	86,59	0,210	0,0182	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T33	45,91	0,210	0,0096	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T34	77,57	0,210	0,0163	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T35	144,7	0,210	0,0304	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T36	15,18	0,210	0,0032	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T37	83,67	0,210	0,0176	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T38	67,84	0,210	0,0142	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T39	104,03	0,210	0,0218	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T40	94,00	0,210	0,0197	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T41	107,52	0,210	0,0226	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T42	140,21	0,210	0,0294	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T43	66,26	0,210	0,0139	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T44	54,33	0,210	0,0114	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T45	58,28	0,210	0,0122	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T46	112,54	0,210	0,0236	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T47	79,82	0,210	0,0168	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T48	73,02	0,210	0,0153	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T49	143,92	0,210	0,0302	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T50	45,91	0,210	0,0096	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T51	95,26	0,210	0,0200	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T52	67,98	0,210	0,0143	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50
T53	44,08	0,210	0,0093	0,50	2,29	0,50	0,75	3,49	0,50

**Tabla 11:** Datos técnicos en términos comerciales del sistema.

TRAMO	Potencia Instalada (KVA)	Energía Consumida (kWH/mes)	Clientes (unidades)
T01	75	11.518	11
T02	112,5	13.806	26
T03	150	14.337	176
T04	25	1.053	28
T05	75	12.469	21
T06	75	15.288	54
T07	37,5	2.078	42
T08	37,5	5.560	5
T09	45	3.206	1
T10	75	2.501	1
T11	25	1.473	77
T12	0	0	0
T13	75	14.707	7
T14	25	1.331	77
T15	75	17.923	21
T16	30	933	4
T17	45	5.375	138
T18	0	0	0
T19	112,5	13.329	9
T20	112,5	14.481	344
T21	112,5	3.776	29
T22	150	16.631	38
T23	25	1.389	77
T24	112,5	12.579	9
T25	15	1.132	46
T26	75	2.448	159
T27	30	6.022	4
T28	29	3.242	89
T29	30	4.050	92
T30	0	0	0
T31	75	17.259	13
T32	45	1.200	138
T33	112,5	25.653	5
T34	225	13.761	689
T35	45	11.493	12
T36	150	11.305	91
T37	75	14.357	17
T38	0	0	0
T39	30	905	4
T40	112,5	12.543	19
T41	100	20.868	7
T42	75	11.711	12
T43	150	20.176	13
T44	150	282	21
T45	75	20.721	80
T46	112,5	27.683	10
T47	150	31.994	14
T48	112,5	28.355	43
T49	150	37.176	6
T50	25	1.560	0
T51	75	21.902	15
T52	75	5.710	19
T53	75	4.480	1





**Tabla 14:** Parámetros de confiabilidad por tramos del sistema eléctrico de distribución radial.

TRAMOS	PARAMETROS CONFIABILIDAD		
	$\lambda_{ei}$ (fallas/año)	$r_T$ (horas)	$U_{TOTAL}$ (horas/año)
T01	0,86	5,91	5,08
T02	0,86	5,91	5,08
T03	0,86	5,91	5,08
T04	0,86	5,91	5,08
T05	0,86	5,91	5,08
T06	0,86	5,91	5,08
T07	0,86	5,91	5,08
T08	0,86	5,91	5,08
T09	0,86	5,91	5,08
T10	0,86	5,91	5,08
T11	0,86	5,91	5,08
T12	0,86	5,91	5,08
T13	0,86	5,91	5,08
T14	0,86	5,91	5,08
T15	0,86	5,91	5,08
T16	0,86	5,91	5,08
T17	0,86	5,91	5,08
T18	0,86	5,91	5,08
T19	0,86	5,91	5,08
T20	0,86	5,91	5,08
T21	0,86	5,91	5,08
T22	0,86	5,91	5,08
T23	0,95	6,04	5,76
T24	0,95	6,04	5,76
T25	0,95	6,01	5,73
T26	0,95	5,99	5,71
T27	0,95	5,99	5,71
T28	0,95	5,99	5,71
T29	0,95	6,06	5,77
T30	0,95	6,06	5,77
T31	0,95	6,06	5,77
T32	1,04	6,17	6,45
T33	1,04	6,17	6,45
T34	0,95	6,11	5,82
T35	0,95	6,11	5,82
T36	0,95	6,15	5,86
T37	0,95	6,15	5,86
T38	0,95	6,15	5,86
T39	0,95	6,15	5,86
T40	1,04	6,22	6,50
T41	1,04	6,23	6,51
T42	0,95	6,05	5,76
T43	0,95	6,28	5,99
T44	0,95	6,28	5,99
T45	0,95	6,28	5,99
T46	0,95	6,28	5,99
T47	0,95	6,28	5,99
T48	0,95	6,28	5,99
T49	1,04	6,41	6,70
T50	1,04	6,41	6,70
T51	0,95	6,01	5,73
T52	0,95	6,03	5,74
T53	0,95	6,03	5,74

También tenemos datos secundarios en los tramos principales de los alimentadores de la subestación de transformación de Ticapampa, incluido el AMT TIC295.

**Tabla 15:** Indicadores SAIDI - SAIFI TIC291 - Recuay.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC291 - Recuay</b>	<b>2,35</b>	<b>2,60</b>	<b>3,15</b>	<b>1,28</b>	<b>1,38</b>	<b>1,69</b>	<b>8,10</b>	<b>4,35</b>
<b>Falla</b>	<b>2,24</b>	<b>0,57</b>	<b>0,94</b>	<b>1,24</b>	<b>0,58</b>	<b>1,08</b>	<b>3,75</b>	<b>2,90</b>
Avería en equipo de protección	0,85			0,23			0,85	0,23
Cortocircuito			0,18			0,05	0,18	0,05
Descarga atmosférica	1,37	0,44	0,58	0,98	0,41	0,86	2,38	2,25
Línea abierta o caída	0,02			0,02			0,02	0,02
No identificado		0,13	0,17		0,17	0,17	0,30	0,35
<b>Mantenimiento preventivo</b>	<b>0,07</b>	<b>0,16</b>	<b>1,95</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,35</b>	<b>2,18</b>	<b>0,39</b>
Cambio de estructuras			1,37			0,18	1,37	0,18
Cambio de ferretería y accesorios	0,07		0,58	0,02		0,18	0,65	0,19
Limpieza de servidumbre		0,16			0,02		0,16	0,02
<b>Otros y/o terceros</b>		<b>1,71</b>	<b>0,15</b>		<b>0,50</b>	<b>0,23</b>	<b>1,85</b>	<b>0,73</b>
Caída de árboles		1,43			0,24		1,43	0,24
Fuertes vientos		0,17	0,15		0,24	0,23	0,32	0,47
Otros		0,10			0,02		0,10	0,02
<b>Por maniobras sin aviso, corta</b>	<b>0,03</b>	<b>0,17</b>	<b>0,12</b>	<b>0,02</b>	<b>0,28</b>	<b>0,02</b>	<b>0,32</b>	<b>0,33</b>
Seguridad	0,03	0,17	0,12	0,02	0,28	0,02	0,32	0,33

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 16:** Indicadores SAIDI – SAIFI TIC292 – Ticapampa.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC292 - Ticapampa</b>	<b>0,29</b>	<b>0,05</b>	<b>0,55</b>	<b>0,19</b>	<b>0,06</b>	<b>0,19</b>	<b>0,89</b>	<b>0,44</b>
<b>Falla</b>	<b>0,29</b>	<b>0,05</b>	<b>0,06</b>	<b>0,19</b>	<b>0,06</b>	<b>0,12</b>	<b>0,40</b>	<b>0,38</b>
Descarga atmosférica	0,29		0,00	0,19		0,06	0,29	0,25
No identificado		0,05	0,06		0,06	0,06	0,11	0,12
<b>Mantenimiento preventivo</b>			<b>0,49</b>			<b>0,06</b>	<b>0,49</b>	<b>0,06</b>
Cambio de estructuras			0,49			0,06	0,49	0,06

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 17:** Indicadores SAIDI – SAIFI TIC293 – Cátac.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC293 - Cátac</b>	<b>1,94</b>	<b>2,78</b>	<b>2,08</b>	<b>0,53</b>	<b>1,32</b>	<b>0,57</b>	<b>6,80</b>	<b>2,43</b>
<b>Falla</b>	<b>0,32</b>	<b>0,30</b>	<b>0,74</b>	<b>0,32</b>	<b>0,68</b>	<b>0,36</b>	<b>1,36</b>	<b>1,37</b>
Cortocircuito	0,13	0,13	0,04	0,08	0,11	0,02	0,30	0,20
Descarga atmosférica	0,19	0,11	0,33	0,24	0,34	0,24	0,62	0,82
No identificado		0,07	0,37		0,24	0,11	0,44	0,35
<b>Interrupción por expansión y reforzamiento</b>		<b>0,32</b>			<b>0,11</b>		<b>0,32</b>	<b>0,11</b>
Expansión de redes		0,32			0,11		0,32	0,11
<b>Mantenimiento preventivo</b>		<b>0,10</b>	<b>0,89</b>		<b>0,01</b>	<b>0,11</b>	<b>0,99</b>	<b>0,12</b>
Cambio de estructuras		0,10	0,89		0,01	0,11	0,99	0,12
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>1,57</b>	<b>2,06</b>	<b>0,45</b>	<b>0,16</b>	<b>0,51</b>	<b>0,11</b>	<b>4,08</b>	<b>0,78</b>
Caída de árboles	1,30	0,91		0,06	0,15		2,21	0,20
Colisión vehicular	0,27			0,11			0,27	0,11
Otros		1,15			0,36	0,11	1,60	0,47
<b>Por maniobra sin aviso, corta</b>	<b>0,05</b>			<b>0,05</b>			<b>0,05</b>	<b>0,05</b>
Seguridad	0,05			0,05			0,05	0,05

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 18:** Indicadores SAIDI – SAIFI TIC294 – Aija.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC294 - Aija</b>	<b>1,13</b>	<b>0,00</b>	<b>0,41</b>	<b>0,45</b>	<b>0,00</b>	<b>0,22</b>	<b>1,54</b>	<b>0,67</b>
<b>Falla</b>	<b>1,12</b>	<b>0,00</b>	<b>0,10</b>	<b>0,45</b>	<b>0,00</b>	<b>0,13</b>	<b>1,23</b>	<b>0,58</b>
Cortocircuito	0,71		0,00	0,15		0,02	0,72	0,17
Descarga atmosférica	0,06		0,08	0,15	0,00	0,07	0,15	0,22
No identificado	0,34		0,02	0,15		0,04	0,36	0,19
<b>Mantenimiento preventivo</b>		<b>0,00</b>	<b>0,19</b>			<b>0,02</b>	<b>0,19</b>	<b>0,02</b>
Cambio de estructuras			0,19			0,02	0,19	0,02
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>0,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,11</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,07</b>	<b>0,12</b>	<b>0,07</b>
Condiciones climáticas extremas			0,01			0,02	0,01	0,02
Fuertes vientos	0,01	0,00	0,11	0,00	0,00	0,04	0,11	0,04
<b>Por maniobra sin aviso, corta seguridad</b>		<b>0,00</b>			<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
		0,00			0,00		0,00	0,00

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 19:** Indicadores SAIDI – SAIFI TIC295 - Cotaparaco.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC295 - Cotaparaco</b>	<b>11,91</b>	<b>14,53</b>	<b>10,32</b>	<b>8,37</b>	<b>7,37</b>	<b>4,06</b>	<b>36,76</b>	<b>19,80</b>
<b>Falla</b>	<b>10,42</b>	<b>7,99</b>	<b>5,29</b>	<b>7,88</b>	<b>6,80</b>	<b>2,91</b>	<b>23,70</b>	<b>17,59</b>
Aislador roto / sucio		3,77			0,20		3,77	0,20
Avería de transformadores			3,66			0,46	3,66	0,46
Avería en equipo de protección	6,16			0,48			6,16	0,48
Cortocircuito		2,06	1,04		0,41	0,06	3,11	0,47
Descarga atmosférica	3,36	2,15	0,59	7,29	6,19	2,39	6,10	15,87
Línea abierta o caída	0,90			0,10			0,90	0,10
<b>Interrupción por expansión y reforzamiento</b>	<b>0,06</b>			<b>0,01</b>			<b>0,06</b>	<b>0,01</b>
Expansión de redes	0,06			0,01			0,06	0,01
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>1,43</b>	<b>6,55</b>	<b>3,37</b>	<b>0,48</b>	<b>0,57</b>	<b>0,47</b>	<b>11,35</b>	<b>1,53</b>
Caída de árboles		0,84			0,04		0,84	0,04
Colisión vehicular		4,67	3,37		0,48	0,47	8,05	0,96
Condiciones climáticas extremas	1,43			0,48			1,43	0,48
Otros		1,04			0,04		1,04	0,04
<b>Por maniobra sin aviso, corta seguridad</b>			<b>1,66</b>			<b>0,67</b>	<b>1,66</b>	<b>0,67</b>
			1,66			0,67	1,66	0,67

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 20:** Indicadores SAIDI – SAIFI TIC296 - Aija / Ticapampa.

Índices	SAIDI			SAIFI			Total SAIDI	Total SAIFI
	Año	2019	2020	2021	2019	2020		
<b>AMT TIC296 - Aija / Ticapampa</b>	<b>3,10</b>	<b>1,65</b>	<b>5,29</b>	<b>1,03</b>	<b>0,94</b>	<b>2,12</b>	<b>4,09</b>	<b>10,04</b>
<b>Falla</b>	<b>2,20</b>	<b>0,84</b>	<b>4,95</b>	<b>0,87</b>	<b>0,51</b>	<b>1,49</b>	<b>2,97</b>	<b>7,99</b>
Avería de transformadores		0,41			0,02		0,02	0,41
Avería en equipo de protección	0,02		0,49	0,02		0,38	0,40	0,51
Cotapso de estructura	0,49			0,06			0,06	0,49
Contacto con árbol			0,80			0,25	0,25	0,80
Cortocircuito	0,03	0,07		0,02	0,15	0,02	0,19	0,22
Descarga atmosférica	0,32	0,25	0,12	0,60	0,15	0,57	1,33	4,06
No identificado	1,34	0,11	3,49	0,17	0,30	0,25	0,72	1,50
<b>Mantenimiento preventivo</b>	<b>0,10</b>		<b>0,05</b>	<b>0,02</b>			<b>0,02</b>	<b>0,10</b>
Cambio de conductor	0,10			0,02			0,02	0,10
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>0,05</b>	<b>0,82</b>		<b>0,02</b>	<b>0,32</b>	<b>0,51</b>	<b>0,85</b>	<b>1,10</b>
Caída de árboles		0,39	0,24		0,02		0,02	0,39
Fuertes vientos	0,05	0,07		0,02	0,15	0,51	0,68	0,36
Objetos en redes		0,35	0,24		0,15		0,15	0,35
<b>Por maniobra sin aviso, corta seguridad</b>	<b>0,75</b>			<b>0,13</b>		<b>0,13</b>	<b>0,25</b>	<b>0,84</b>
Cambio de estructuras	<b>0,59</b>		<b>0,10</b>	0,06			0,06	0,59
seguridad	0,15		0,10	0,06		0,13	0,19	0,25

**Fuente:** Elaboración propia.

Para llegar a la siguiente tabla resumen conceptual:

**Tabla 21:** Resumen de índices de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución radial.

<b>Índices de confiabilidad</b>		
<b>Denominación</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor</b>
FMIK	Fallas / KVA / año	0,93
TTIK	Horas / KVA / año	5,67
ENS	KWh / año	4,3

**Fuente:** Elaboración propia.

Los datos del suministro, como la longitud, la potencia instalada de los transformadores de distribución y el consumo de energía de los usuarios para cada sección del suministro, se muestran en la tabla 14; y los parámetros de confiabilidad de cada parte del alimentador o suministro, se muestran en la tabla 15.

### **Línea base**

Para el sistema de distribución radial de energía, en la parte inicial, se evalúan los indicadores de la confiabilidad, los mismos que forman parte en el punto inicial, a partir del cual se evalúan las mejoras, denominado la línea base.

El indicador de la energía no entregada, ENS, es la perspectiva conceptual fundamental, con el cual se optimizará la posición de los reconectores del sistema de distribución radial de energía.

La línea base que define el estado inicial de la confiabilidad del sistema de distribución evaluado, servirá como un punto base para tantear el impacto de la posición de los reconectores en cada uno de los lugares factibles de la red eléctrica, y corroborará el impacto y la dimensión de la mejora, que es lo que se trata de conseguir.

Para el sistema evaluado, la línea base para la energía no entregada es 4,3 kWh / año, la misma que se obtiene al aplicar un algoritmo detallado de evaluación de la confiabilidad, dichos resultados obtenidos conceptualmente se muestran en la tabla 22.

### **Ingreso de número de reconectores k, disponibles para posicionarlos**

El número de reconectores k, disponibles para implementar en la red eléctrica de distribución bajo análisis es 1.

### **Ubicación óptima del reconnector i**

Para establecer la ubicación adecuada del reconnector i, según el algoritmo referido, se evalúa la energía no entregada para cada una de las ubicaciones posibles de implementar el reconnector i.

Para el caso de  $i= 1$ , la ubicación adecuada del primer reconnector a implementarse en la red eléctrica de distribución radial estudiado, se consigue evaluando los indicadores de la confiabilidad.

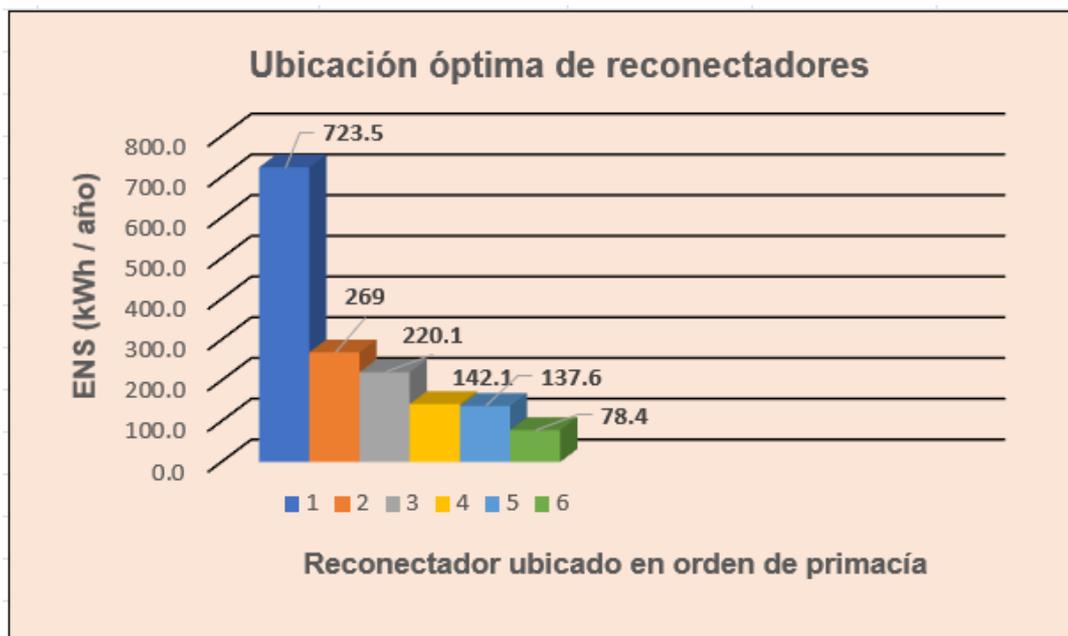
Los resultados de la evaluación del indicador de energía no entregada, para cada una de las ubicaciones posibles de implementar el reconnector, se muestra en la tabla 22.

La ubicación adecuada del reconnector, se da en la posición que menos se evite la energía no entregada, según los resultados estudiados corresponde la ubicación en el tramo T14, obteniéndose como energía no entregada 3620 kWh / año.

**Tabla 22:** Ubicación óptima del reconector en el sistema eléctrico de distribución radial.

No.	UBICACION	FMIK	TTIK	ENS	$\Delta$ FMIK	$\Delta$ TTIK	$\Delta$ ENS
1	BASE	0,9316	5,6695	4.344,4			
2	T2	0,9159	5,5940	4.280,3	0,0157	0,0754	64,1
3	T3	0,8659	5,3514	4.131,7	0,0657	0,3181	212,7
4	T4	0,8376	5,2184	4.062,7	0,0940	0,4511	281,6
5	T5	0,8347	5,2060	4.066,6	0,0969	0,4635	277,8
6	T6	0,8231	5,1549	4.015,1	0,1085	0,5145	329,3
7	T7	0,8131	5,1156	3.959,5	0,1185	0,5538	384,9
8	T8	0,8092	5,1035	3.962,8	0,1224	0,5660	381,6
9	T9	0,7568	4,8352	3.731,1	0,1748	0,8343	613,3
10	T10	0,7532	4,8246	3.734,2	0,1784	0,8449	610,1
11	T11	0,7464	4,8016	3.745,5	0,1852	0,8679	598,9
12	T12	0,7231	4,6716	3.691,7	0,2085	0,9979	652,7
13	T13	0,7185	4,5901	3.624,5	0,2131	1,0794	719,8
14	T14	0,7269	4,6180	3.620,8	0,2047	1,0514	723,5
15	T15	0,7425	4,7277	3.700,5	0,1891	0,9418	643,8
16	T16	0,7915	4,8405	3.687,9	0,1402	0,8290	656,5
17	T17	0,8228	5,0000	3.805,8	0,1088	0,6695	538,6
18	T18	0,8509	5,1912	3.960,6	0,0807	0,4782	383,8
19	T19	0,8774	5,3021	4.056,3	0,0542	0,3674	288,1
20	T20	0,8845	5,3504	4.095,4	0,0471	0,3191	248,9
21	T21	0,8896	5,3849	4.122,9	0,0420	0,2846	221,5
22	T22	0,9194	5,5870	4.281,6	0,0122	0,0825	62,8
23	T23	0,9043	5,5795	4.275,8	0,0273	0,0900	68,6
24	T24	0,9215	5,6362	4.319,7	0,0101	0,0333	24,7
25	T25	0,9127	5,6072	4.297,8	0,0189	0,0623	46,6
26	T26	0,9167	5,6206	4.307,5	0,0149	0,0489	36,9
27	T27	0,9214	5,6352	4.319,4	0,0102	0,0343	25,0
28	T28	0,9272	5,6546	4.333,8	0,0044	0,0149	10,6
29	T29	0,8745	5,4816	4.206,4	0,0571	0,1879	138,0
30	T30	0,8803	5,5000	4.219,9	0,0513	0,1695	124,5
31	T31	0,9148	5,6114	4.301,1	0,0168	0,0581	43,3
32	T32	0,9045	5,5804	4.278,3	0,0271	0,0891	66,1
33	T33	0,9219	5,6371	4.321,1	0,0097	0,0323	23,3
34	T34	0,8877	5,5252	4.233,4	0,0439	0,1443	111,0
35	T35	0,9012	5,5635	4.268,1	0,0304	0,1060	76,3
36	T36	0,8437	5,3804	4.124,8	0,0879	0,2891	219,6
37	T37	0,8429	5,3707	4.123,9	0,0887	0,2988	220,4
38	T38	0,8774	5,4815	4.200,7	0,0542	0,1880	143,7
39	T39	0,9096	5,5886	4.283,6	0,0220	0,0808	60,8
40	T40	0,9121	5,6052	4.296,1	0,0195	0,0642	48,3
41	T41	0,9092	5,5959	4.290,1	0,0224	0,0736	54,3
42	T42	0,9024	5,5733	4.272,4	0,0292	0,0962	72,0
43	T43	0,8290	5,3320	4.115,4	0,1026	0,3374	229,0
44	T44	0,8352	5,3420	4.120,5	0,0964	0,3275	223,9
45	T45	0,8389	5,3361	4.117,3	0,0927	0,3334	227,1
46	T46	0,8487	5,3698	4.134,3	0,0829	0,2997	210,1
47	T47	0,8692	5,4455	4.184,3	0,0624	0,2240	160,1
48	T48	0,8843	5,5028	4.225,4	0,0474	0,1667	119,0
49	T49	0,8931	5,5430	4.252,0	0,0385	0,1265	92,4
50	T50	0,9217	5,6356	4.318,4	0,0099	0,0339	26,0
51	T51	0,9116	5,6038	4.296,3	0,0200	0,0657	48,1
52	T52	0,9086	5,5938	4.286,6	0,0230	0,0756	57,7
53	T53	0,9222	5,6379	4.320,9	0,0094	0,0316	23,4

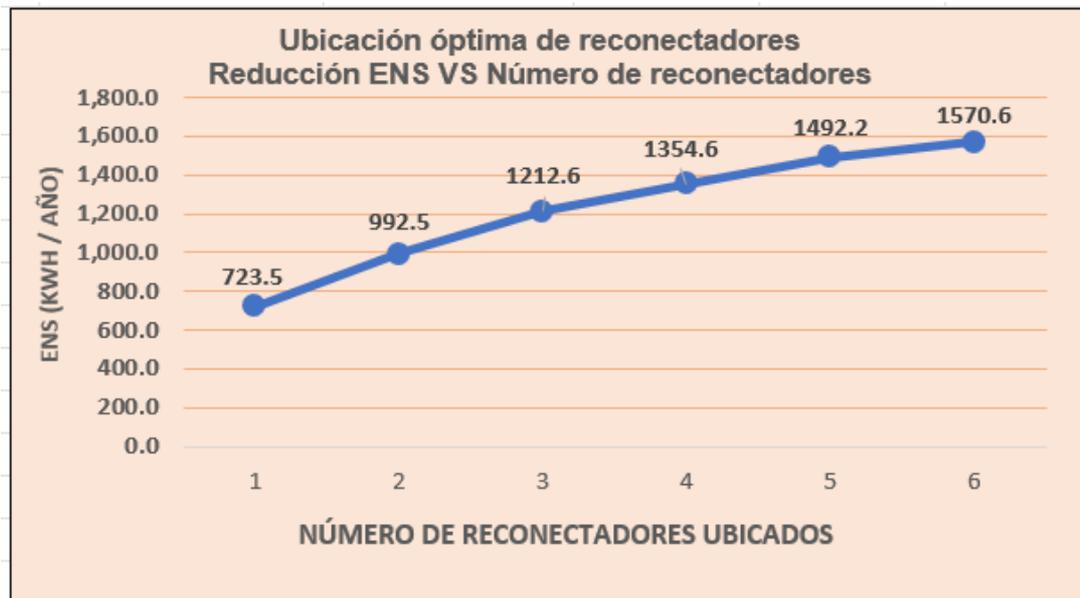
Se reduce la energía no entregada, lograda a través de la ubicación óptima de reconectores, es decir, es decreciente. El máximo efecto se logra en la posición del primer reconector, luego de la cual se reducen los valores conseguidos de la mitigación de la energía no entregada, hasta evaluar la posición del último reconector. El resultado de la mitigación de la energía no entregada, debido al reconector implementado en la red eléctrica de distribución radial, se muestra en la figura 23.



**Figura 23:** Disminución de la energía no entregada por reconector, situado en el sistema eléctrico de distribución radial.

**Fuente:** Elaboración propia.

La figura 24 muestra la reducción de la energía no entregada frente al número de reconectores situados en orden de primacía.



**Figura 64:** Disminución de la energía no entregada para el número de re conectadores situados en el sistema eléctrico de distribución radial.

**Fuente:** Elaboración propia.

#### 4.3. DETERMINAR LA CONFIABILIDAD CONCEPTUAL DESPUÉS DE LA PROPUESTA DE CAMBIOS EN EL AMT TIC295 Y COMPARARLO CON LA CONFIABILIDAD INICIAL, PARA CONOCER LOS ÍNDICES SAIDI Y SAIFI ÓPTIMOS, EFECTUANDO LA VALIDACIÓN ESTADÍSTICA DE ESTE

Por razones de simplificación, solo realizamos un análisis de la mejora del índice SAIDI (periodo en términos de circuito completo) del AMT TIC295 de la SET Ticapampa, objeto de este estudio, al cual le aplicamos una prueba de hipótesis cero; es decir, tomamos los datos de confiabilidad en calidad de muestra de control, a los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. Antes de aplicar el nuevo diseño en la red eléctrica, y como nuestra variable dependiente de la confiabilidad a los índices SAIDI y SAIFI; después de aplicar el nuevo diseño en la red eléctrica, y con la aplicación de la prueba chi cuadrado, admitiremos o desistiremos la hipótesis, que estos índices han mejorado en un término medio:

Para el AMT TIC295 Cotaparaco, analizamos los datos de falla para el

periodo de enero de 2017 a diciembre de 2018 y calculamos los índices SAIDI y SAIFI antes de aplicar el nuevo diseño en la red eléctrica y para el periodo enero de 2019 a diciembre de 2020, calculamos los índices SAIDI y SAIFI para el periodo mencionado. Posteriormente con la metodología de hipótesis cero, con una ecuación y los pasos respectivos: Si se desea crear un modelo estadístico matemático. Es necesario trabajar con un rango de valores para la variable de interés. En esta investigación hay dos variables principales a considerar: (a) diferencia (X) entre las acciones previas y posteriores de implementación de reconectores con programas de mantenimiento nuevos y antiguos en uso y (b) diferencia (Y) concerniente a la mejora de la confiabilidad y disponibilidad del AMT TIC295 en cuanto a la distribución de energía y naturalmente las ganancias generados debido al nuevo diseño de la red de energía. Los investigadores asumimos que X e Y distribuyen en sus respectivas poblaciones una condición normal con media  $\mu_X$  y  $\mu_Y$ , respectivamente. Otra suposición es que las varianzas ( $\sigma^2$ ) de estas distribuciones son similares y que los resultados de las muestras se extrajeron independientemente de sus respectivas poblaciones. Los parámetros del modelo son  $\mu_X$ ,  $\mu_Y$  y  $\sigma^2$ .

Especificar la hipótesis nula. Aplicado a nuestros valores, se trata de la hipótesis de que no hay diferencia entre las medias de las dos poblaciones:  $H_0: \mu_X - \mu_Y = 0$ .

Aunque la hipótesis nula se usa comúnmente para estos términos, generalmente se acepta la hipótesis  $H_0: \mu - \mu_Y = c$ , donde c se supone que es un número real.

Es necesario establecer una estadística para que sirva de contraste. Con esta estadística se crea a partir de los datos que componen la muestra. En nuestra tesis de graduación tenemos que considerar el índice de contraste:

$$t = \frac{(\bar{X} - \bar{Y}) - (\mu_X - \mu_Y)}{\sqrt{\frac{S_X^2 + S_Y^2}{n}}}$$

De donde:

$$\bar{X} \text{ y } \bar{Y}$$

Se utilizan las medias muestrales de ambos equipos,  $S^2X$  y  $S^2Y$  son las varianzas muestrales y  $n$  el número de observaciones de cada equipo (24 en este caso).

Determina el valor de la distribución de la estadística de prueba según los principales supuestos del modelo. Por ejemplo, se ha demostrado que el estadístico  $t$  se distribuye en la ecuación (1) según la distribución  $t$  de Student con 46 grados de libertad ( $2n - 2$ ).

La acción de admitir o denegar la hipótesis nula. Si el valor  $p$  es menor que el criterio de significación anterior  $\alpha$ , la hipótesis nula debe denegarse, en este caso se admite lo contrario. Normalmente se elige  $\alpha = 0,05$ . En este ejemplo se deniega la hipótesis nula.

Para una interpretación correcta del valor  $p$ , es necesario aclarar que PSHN se desarrolló dentro del marco frecuentista o clásico de las estadísticas de inferencia. Desde este punto de vista, necesitamos estas dos ideas. En primer lugar, se supone que los parámetros del modelo son constantes. Entonces sería conceptualmente posible repetir el experimento muy a menudo (frecuentista). En estas diferentes iteraciones, los parámetros deben tener los mismos valores, pero las muestras son diferentes. La distribución de una estadística de prueba describe con precisión como cambia esa estadística entre diferentes réplicas de un experimento.

Hay que aclarar que para la correcta interpretación de los  $p$  - valores, se supone que la fracción de veces en infinitas repeticiones conceptuales de un experimento tiene valores tan extremos como los observados en una ejecución del experimento. Para ello, es importante entender que estas iteraciones se ejecutan bajo los supuestos del modelo estadístico y la hipótesis nula (y se deriva la distribución del estadístico de prueba).

Para el valor SAIDI, según lo define el Osinergmin, mide la duración de la interrupción y depende de la ubicación de la falla, la magnitud de la falla y los recursos disponibles para el restablecimiento del servicio: grupos de

trabajo, materiales, vehículos, vías de acceso, medios de comunicación, longitud de red, etc., es decir, es un indicativo para medir la confiabilidad del AMT TIC295.

**Tabla 73:** Análisis del cambio de valor SAIDI del AMT TIC295 en el periodo enero 2017 a diciembre 2018, antes de instalar los reconectores.

Mes	Falla (h)	Total (h)	SAIDI (mes)	Confiabilidad (mes)	SAIDI (año)	Confiabilidad (año)	SAIDI (periodo)	Confiabilidad (Perú)
Ene-17	2,75	744	0,37%	99,63%				
Feb-17	3,50	672	0,52%	99,48%				
Mar-17	2,55	744	0,34%	99,66%				
Abr-17	3,15	720	0,44%	99,56%				
May-17	2,55	744	0,34%	99,66%				
Jun-17	1,75	720	0,24%	99,76%				
Jul-17	1,95	744	0,26%	99,74%	0,3276%	99,6724%		
Ago-17	2,35	744	0,32%	99,68%				
Set-17	1,85	720	0,26%	99,74%				
Oct-17	1,75	744	0,24%	99,76%				
Nov-17	2,00	720	0,28%	99,72%				
Dic-17	3,75	744	0,50%	99,50%			0,3445%	99,6555%
Ene-18	3,00	744	0,40%	99,60%				
Feb-18	3,00	672	0,45%	99,55%				
Mar-18	2,75	744	0,37%	99,63%				
Abr-18	2,50	720	0,35%	99,65%				
May-18	2,50	744	0,34%	99,66%				
Jun-18	2,10	720	0,29%	99,71%	0,3613%	99,6387%		
Jul-18	2,55	744	0,34%	99,66%				
Ago-18	2,75	744	0,37%	99,63%				
Set-18	2,80	720	0,39%	99,61%				
Oct-18	2,90	744	0,39%	99,61%				
Nov-18	2,15	720	0,30%	99,70%				
Dic-18	2,75	744	0,37%	99,63%				

**Fuente:** Elaboración propia.

Con su representación en las siguientes estadísticas:

Promedio	2,57
Varianza	0,27322
N	24
Varianza <sup>2</sup>	0,07469228

En el caso de los valores SAIDI, luego de aplicar los cambios en el AMT TIC295 Cotaparaco, materia del presente estudio:

**Tabla 8:** Análisis del cambio de valor SAIDI del AMT TIC295 en el periodo enero 2019 a diciembre 2020, después de instalar los reconectores.

Mes	Falla (h)	Total (h)	SAIDI (mes)	Confiabilidad (mes)	SAIDI (año)	Confiabilidad (año)	SAIDI (periodo)	Confiabilidad (Perú)
Ene-19	2,50	744	0,34%	99,66%				
Feb-19	2,75	672	0,41%	99,59%				
Mar-19	1,80	744	0,24%	99,76%				
Abr-19	2,50	720	0,35%	99,65%				
May-19	1,50	744	0,20%	99,80%				
Jun-19	1,50	720	0,21%	99,79%				
Jul-19	1,50	744	0,20%	99,80%	0,2500%	99,7500%		
Ago-19	1,35	744	0,18%	99,82%				
Set-19	1,55	720	0,22%	99,78%				
Oct-19	1,35	744	0,18%	99,82%				
Nov-19	1,50	720	0,21%	99,79%				
Dic-19	1,75	744	0,24%	99,76%			0,2411%	99,7589%
Ene-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
Feb-20	2,00	696	0,29%	99,71%				
Mar-20	1,65	744	0,22%	99,78%				
Abr-20	1,50	720	0,21%	99,79%				
May-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
Jun-20	1,25	720	0,17%	99,83%	0,2322%	99,7678%		
Jul-18	1,35	744	0,18%	99,82%				
Ago-18	2,00	744	0,27%	99,73%				
Set-18	1,65	720	0,23%	99,77%				
Oct-18	2,00	744	0,27%	99,73%				
Nov-18	1,50	720	0,21%	99,79%				
Dic-18	1,30	744	0,17%	99,83%				

**Fuente:** Elaboración propia.

Con su representación en las siguientes estadísticas:

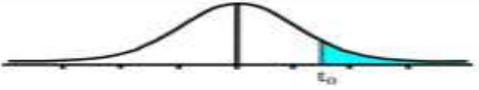
Promedio            1,74  
 Varianza            0,1654303  
 N                      24  
 Varianza<sup>2</sup>            0,027367168

Lo que determina el valor de  $\tau$  : 20,7115483

Por comparación con los valores de la curva t de Student:

**Tabla 95:** Tabla t de Student para grados de libertad de 1 a 49.

Tabla t-Student



Grados de libertad	0.25	0.1	0.05	0.025	0.01	0.005
1	1.0000	3.0777	6.3137	12.7062	31.8210	63.6559
2	0.8165	1.8856	2.9200	4.3027	6.9645	9.9250
3	0.7649	1.6377	2.3534	3.1824	4.5407	5.8408
4	0.7407	1.5332	2.1318	2.7765	3.7469	4.6041
5	0.7267	1.4759	2.0150	2.5706	3.3649	4.0321
6	0.7176	1.4398	1.9432	2.4469	3.1427	3.7074
7	0.7111	1.4149	1.8946	2.3646	2.9979	3.4995
8	0.7064	1.3968	1.8595	2.3060	2.8965	3.3554
9	0.7027	1.3830	1.8331	2.2622	2.8214	3.2498
10	0.6998	1.3722	1.8125	2.2281	2.7638	3.1693
11	0.6974	1.3634	1.7959	2.2010	2.7181	3.1058
12	0.6955	1.3562	1.7823	2.1788	2.6810	3.0545
13	0.6938	1.3502	1.7709	2.1604	2.6503	3.0123
14	0.6924	1.3450	1.7613	2.1448	2.6245	2.9768
15	0.6912	1.3406	1.7531	2.1315	2.6025	2.9467
16	0.6901	1.3368	1.7459	2.1199	2.5835	2.9208
17	0.6892	1.3334	1.7396	2.1098	2.5669	2.8982
18	0.6884	1.3304	1.7341	2.1009	2.5524	2.8784
19	0.6876	1.3277	1.7291	2.0930	2.5395	2.8609
20	0.6870	1.3253	1.7247	2.0860	2.5280	2.8453
21	0.6864	1.3232	1.7207	2.0796	2.5176	2.8314
22	0.6858	1.3212	1.7171	2.0739	2.5083	2.8188
23	0.6853	1.3195	1.7139	2.0687	2.4999	2.8073
24	0.6848	1.3178	1.7109	2.0639	2.4922	2.7970
25	0.6844	1.3163	1.7081	2.0595	2.4851	2.7874
26	0.6840	1.3150	1.7056	2.0555	2.4786	2.7787
27	0.6837	1.3137	1.7033	2.0518	2.4727	2.7707
28	0.6834	1.3125	1.7011	2.0484	2.4671	2.7633
29	0.6830	1.3114	1.6991	2.0452	2.4620	2.7564
30	0.6828	1.3104	1.6973	2.0423	2.4573	2.7500
31	0.6825	1.3095	1.6955	2.0395	2.4528	2.7440
32	0.6822	1.3086	1.6939	2.0369	2.4487	2.7385
33	0.6820	1.3077	1.6924	2.0345	2.4448	2.7333
34	0.6818	1.3070	1.6909	2.0322	2.4411	2.7284
35	0.6816	1.3062	1.6896	2.0301	2.4377	2.7238
36	0.6814	1.3055	1.6883	2.0281	2.4345	2.7195
37	0.6812	1.3049	1.6871	2.0262	2.4314	2.7154
38	0.6810	1.3042	1.6860	2.0244	2.4286	2.7116
39	0.6808	1.3036	1.6849	2.0227	2.4258	2.7079
40	0.6807	1.3031	1.6839	2.0211	2.4233	2.7045
41	0.6805	1.3025	1.6829	2.0195	2.4208	2.7012
42	0.6804	1.3020	1.6820	2.0181	2.4185	2.6981
43	0.6802	1.3016	1.6811	2.0167	2.4163	2.6951
44	0.6801	1.3011	1.6802	2.0154	2.4141	2.6923
45	0.6800	1.3007	1.6794	2.0141	2.4121	2.6896
46	0.6799	1.3002	1.6787	2.0129	2.4102	2.6870
47	0.6797	1.2998	1.6779	2.0117	2.4083	2.6846
48	0.6796	1.2994	1.6772	2.0106	2.4066	2.6822
49	0.6795	1.2991	1.6766	2.0096	2.4049	2.6800

**Fuente:** Tabla de distribución de t Student – Slide Share a Scribd Company.

Esto es, para un nivel de confianza de 99%, el valor de t es de 46 grados de libertad que es 2,4102 que es menor que 20,7115483, en consecuencia, es verdadera la hipótesis que establece la instalación de reconectores, mejora la confiabilidad. La confianza del AMT TIC295 es correcta.

#### **4.4. EVALUAR Y DETERMINAR LA VIABILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LA CONFIGURACIÓN CONCEPTUAL DISEÑADA.**

Para evaluar la viabilidad económica y financiera de la instalación de reconectores en el AMT TIC295, se trabajó con la siguiente lógica económica:

Inicialmente, los costos se determinó de acuerdo con la tarifa vigente y aplicable al AMT TIC295, concerniente a la energía activa y potencia segura y utilizable, y de acuerdo con los contratos suscritos con el COES (Comité de Operación Económica del Sistema), luego como resultado de las mejoras de disponibilidad, se determinó el volumen de energía y capacidad disponible con la nueva configuración diseñada (instalación de reconectores a control remoto), estadísticamente válido, aplicando la prueba t de Student, igualmente se trabajó con los costos del nuevo diseño, teniendo en cuenta los importes iniciales e importes de operación y mantenimiento.

En consecuencia, se tendrá una configuración de flujos de caja y/o cuentas de resultados, con un ciclo de vida de 10 años, en función del vencimiento de los principales activos de la empresa, teniendo en cuenta la concesión de distribución por tiempo indefinido, el descuento tasa representa la oferta y demanda de dinero actual en términos de tasa preferencial, nivel de riesgo país, nivel de riesgo empresarial según las agencias calificadoras de riesgo, posteriormente determinamos los valores económicos y financieros de las métricas de precios del proyecto de mejora, como el VAN (valor actual Neto) y TIR (tasa interna de retorno).

Respecto al cuadro de tarifas de la concesionaria Hidrandina, actual a la fecha tenemos que:

**Tabla 106:** Cuadro de tarifas actual de media tensión – Hidrandina.

MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	SEIN2	SEIN3	SEIN4	CARH2	CARH4
<b>DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN</b>						
<b>Ø MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS (2E2P)</b>						
Cargo Fijo Mensual	S/ /mes	6.75	8.72	14.82	6.75	14.82
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S/ /kWh	24.34	24.44	24.53	24.01	24.20
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S/ /kWh	19.85	19.94	20.00	19.57	19.72
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/ /kW-mes	56.42	56.40	59.15	56.42	59.15
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de Distribución en HP	S/ /kW-mes	12.12	12.00	15.51	15.03	15.51
Cargo por Exceso de Potencia Activa por uso de redes de Distribución en HPP	S/ /kW-mes	12.36	11.48	13.63	15.32	13.63
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/ /kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
<b>DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN</b>						
<b>Ø MEDICIÓN DE UNA POTENCIA (2E1P)</b>						
Cargo Fijo Mensual	S/ /mes	6.75	8.72	13.49	6.75	13.49
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S/ /kWh	24.34	24.44	24.53	24.01	24.20
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S/ /kWh	19.85	19.94	20.00	19.57	19.72
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:						
Presentes en Punta	S/ /kW-mes	52.55	48.64	55.40	52.55	55.40
Presentes Fuera de Punta	S/ /kW-mes	25.94	30.31	35.75	25.94	35.75
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de distribución para usuarios:						
Presentes en Punta	S/ /kW-mes	12.84	12.48	15.70	15.90	15.70
Presentes Fuera de Punta	S/ /kW-mes	12.59	12.12	14.80	15.60	14.80
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/ /kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
<b>SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN</b>						
<b>Ø MEDICIÓN DE UNA POTENCIA (1E1P)</b>						
Cargo Fijo Mensual	S/ /mes	6.75	8.72	13.49	6.75	13.49
Cargo por Potencia Activa	ctm. S/ /kWh	20.97	21.06	21.13	20.68	20.84
Cargo por Potencia Activa de generación para usuarios:						
Presentes en Punta	S/ /kW-mes	52.55	48.64	55.40	52.55	55.40
Presentes Fuera de Punta	S/ /kW-mes	25.94	30.31	35.75	25.94	35.75
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de distribución para Usuarios:						
Presentes en Punta	S/ /kW-mes	12.84	12.48	15.70	15.90	15.70
Presentes Fuera de Punta	S/ /kW-mes	12.59	12.12	14.80	15.60	14.80
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/ /kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40

**Fuente:** Tarifas eléctricas - Hidrandina.

Del cuadro anterior se observa, que se tiene en cuenta lo siguiente:

Importe por energía activa : 0,2434 soles / kWh.

Importe por Potencia activa : 52,55 soles / KW – Mes.

En segundo lugar, debemos considerar que la confiabilidad del elemento principal denominada troncal del AMT TIC295, con ello queda determinada lo siguiente:

Disponibilidad antes del programa de ubicación de reconectores 99.69%.

Disponibilidad después del programa de ubicación de reconectores 99%.

El cual, equivale en horas por año a 26,28 horas, que en valor monetario soles por energía y potencia, significan:

En energía :

$$26,28 \times 7000 \times 0,2434 = 44,776 \text{ soles por año.}$$

En potencia:

$26,28 / 720 \times 7000 \times 52,25 = 13349,90$  por año.

En cuanto a los importes del programa de ubicación de reconectores unitario, estos rondan el 0,50%, del importe de la instalación, eso es:

$7,000 \times 1000 \times 0,005 = 35000$  soles, considerando un monto inicial de 70000 soles.

Para la tasa de interés, usamos el concepto de tasa de interés común o conjunta:

### Financiamiento del proyecto

Se utiliza como tasa de costo efectiva anual (TCEA) la obtenida de la entidad bancaria BCP, ya que es la más baja en el mercado, la cual es 15.62%<sup>42</sup>. El monto a financiar en el proyecto equivale al 60% del valor total de inversión (S/. 974,549), el cual será por un periodo de 5 años.

#### Costo de capital

Con el uso del Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM) se calcula el Costo de Oportunidad de Capital (COK) mediante la siguiente fórmula:

$$COK = \beta \times (R_m - R_f) + R_f + R_{país}$$

Dónde:

- Beta no apalancada = 0.83 (según datos del Prof. A. Damodaran para el sector hotelero<sup>43</sup>).
- $R_m$ : Prima por riesgo de mercado = 8.63% (según datos del Prof. A. Damodaran<sup>44</sup>)
- $R_f$ : Tasa libre de riesgo = 3.22% (bonos del tesoro americano de 30 años<sup>45</sup>)
- $R_{país}$ : Riesgo de país = 2.88% (según datos del Prof. A. Damodaran)

Sin embargo, se debe de realizar un ajuste en el beta debido al monto a financiar con terceros, el cual corresponde al 60% total de la inversión.

$$\text{Beta apalanca} = \text{Beta no apalancada} \times (1 + (1 - T) \times (D / C))$$

Dónde:

- T: Tasa efectiva de impuesto = 30%
- D/C: Ratio deuda capital del proyecto = 1.5

De esta manera el nuevo Beta sería igual a 2.419 y el COK igual a 19.19%.

Con la aplicación de las tasas de riesgos siguientes:

**Tabla 117:** Factores de apalancamiento beta.

<b>Industry Name</b>	<b>Number of firms</b>	<b>Beta</b>	<b>D/E Ratio</b>
Advertising	40	1.15	73.87%
Aerospace/Defense	87	1.08	18.46%
Air Transport	17	1.01	71.00%
Apparel	51	1.02	34.18%
Auto & Truck	18	1.20	148.09%
Auto Parts	62	1.04	28.30%
Bank (Money Center)	11	0.64	157.26%
Banks (Regional)	612	0.50	58.68%
Beverage (Alcoholic)	28	1.33	26.14%
Beverage (Soft)	35	0.70	23.06%
Broadcasting	27	1.12	112.17%
Brokerage & Investment Banking	42	1.24	219.92%
Building Materials	39	1.11	21.46%
Business & Consumer Services	169	1.17	27.44%



**Figura 25:** Variabilidad riesgo país por año.

**Fuente :** JP Morgan.

Esto da como resultado un costo de capital promedio ponderado (WACC) de 19,19%, y determina los siguientes flujos de efectivo económico y financiero.

**Tabla 128:** Estado de resultados de 2022 a 2031.

Estado de resultados de 2022 a 2031													
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingresos	0,00	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90	58125,90
Egresos	70000	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00	35000,00
Utilidad	-70000	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90	23125,90

**Fuente:** Elaboración propia.

VAN (Valor actual neto)      79611,60

TIR (Valor actual neto)      32%

Por lo tanto, es viable el plan de instalación de reconectores a control remoto en el AMT TIC295, situado en el distrito de Ticapampa, provincia de Recuay y departamento de Ancash, con un VAN que es 79611,60 soles y una TIR que es el 32 %.

## V. DISCUSIÓN

**5.1.** Se determinó el historial de fallas y la confiabilidad conceptual actual del AMT TIC295 de la SET Ticapampa, el cual está enfocado al sistema eléctrico de distribución radial. Se llevó a cabo esta investigación, con la intención de tener bien en claro, que factores o elementos afectan la calidad del servicio eléctrico, es decir, que ocasiona que una red eléctrica sea inestable y de baja confiabilidad.

Para lo cual, se recabó el historial de fallas del AMT TIC295 y se realizó el análisis documentario, en la cual se encontró que las principales causas de las interrupciones en la red, son debido a falla 40% (cortocircuitos, bajo aislamiento, etc.), otros y/o terceros 40%, hurto de conductores 25% e interrupción por expansión y reforzamiento 5%, ocasionando una baja confiabilidad en el alimentador, que se agrava más aún, por la ausencia o mala ubicación de reconectores y por la falta de tecnología de telecontrol en estos equipos, el cual imposibilita la actuación oportuna y efectiva del operador eléctrico, ocasionando interrupciones de energía con tiempos prolongados, afectando la calidad del suministro y por ende la continuidad del servicio, el cual se traduce en el desvío de los indicadores SAIDI y SAIFI. Efectivamente hubo periodos en que las fallas se debieron principalmente a cortocircuitos, bajo aislamiento, etc.; debido a causas ajenas a la empresa y por hurto de conductores de cobre, estas causales fueron cesando paulatinamente cuando la empresa eléctrica Hidrandina fue reponiendo las redes antiguas y hurtadas por conductores de aluminio.

Sin embargó, no todas las redes tienen las mismas principales causas de fallas, por lo que el investigador (Ramírez, 2017), señala que las causas de las fallas en las redes eléctricas se deben principalmente por descargas atmosféricas, bajo aislamiento, árboles cercanos, fuertes lluvias, fuertes vientos, mal diseño, etc.; además, de que las redes de distribución aérea de media tensión están propensas a sufrir fallas y cortes de la electricidad debido a situaciones provocadas por el hombre, condiciones climatológicas y/o fenómenos naturales.

**5.2.** En cuanto a la ubicación conceptual óptima de reconectores, se identificó 98 lugares posibles donde instalarlos, dentro del AMT TIC295.

El lugar óptimo de instalación del reconector es un lugar con menor cantidad de energía eléctrica sin distribuir, que según los resultados de la evaluación equivale a 3620,8 kWh / año de energía eléctrica sin distribuir en el tramo T14. En efecto, es conveniente ubicar correctamente un reconector, de tal manera que su desempeño se traduzca en minimizar al máximo la energía no suministrada del alimentador, más aún si contase con la tecnología de telecontrol (control o mando remoto).

Pero no todo se limita en una cuestión técnica de ubicar adecuadamente los reconectores, en un estudio, los autores (Zambrano et al. 2016), mencionan que los proyectos sean efectivos, no únicamente desde la perspectiva técnica, sino también desde el punto de vista económico, siendo el objetivo identificar y darle crédito a aquellos proyectos que logran incrementar su confiabilidad, logrando reducciones significativas de los índices SAIDI y SAIFI. Es así, que luego de evaluar cuidadosamente la parte técnica y económica al implementar cada uno de los proyectos de mejora, en la empresa eléctrica Centro Sur en Ecuador, por ejemplo, lograron reducir el índice SAIDI al 28,6% de 7,74 a 5,53 horas al año y el índice SAIFI al 35,2% de 6,7 a 4,37 número de interrupciones al año.

**5.3.** Se determinó la confiabilidad conceptual después de la propuesta de cambios en el AMT TIC295, donde se confirma la factibilidad de realizar la implementación de reconectores a control remoto. Es decir, según la tabla t Students, con un nivel de confianza de 99%, el valor de t con 46 grados de libertad es 2,4102, que es inferior a 20,7115483, por lo tanto, es afirmativa la hipótesis de implementación de reconectores, con el cual es posible mejorar la confiabilidad del AMT TIC295. Es factible determinar la confiabilidad a nivel eléctrico con métodos apropiados, como por ejemplo con el método Montecarlo. En una investigación, el autor (Flores, 2015), consideró que la evaluación y el cálculo óptimo de la confiabilidad, depende no solo del historial de registros, también tiene que

ver con la calidad de la información, lo que significa concientizar y capacitar a quien registre los datos.

**5.4.** Se evaluó y determinó la viabilidad económica y financiera de la configuración conceptual diseñada. Donde el valor actual neto es de alrededor de 79611,60 soles y una tasa interna de retorno de 32%. Entonces, diremos que conceptualmente es beneficioso la propuesta de implementación de reconectores a control remoto en el AMT TIC295 desde la perspectiva económica y financiera. En un estudio, el autor (Novillo, 2018), menciona que la aplicación del VAN, para determinar correctamente la tasa de actualización puede ser difícil y es un factor que juega un papel importante en el resultado de determinar la tasa de actualización. Por otro lado, si el valor presente del flujo de ingresos es mayor que el valor presente del flujo de gastos, la inversión es rentable. También menciona que el inconveniente del TIR es su dificultad de cálculo, sobre todo para conseguir la fórmula de un proyecto, y no tiene en cuenta los flujos positivos con el correr del tiempo.

## VI. CONCLUSIONES

- 6.1.** Se analizaron las series históricas de fallas del AMT TIC295 originados por diversos motivos, para ver de manera conceptual, más no a nivel de diseño definitivo. Del mismo modo, de forma conceptual se determinó los métodos para evaluar la confiabilidad; el método de Montecarlo y el método de Markov, de los cuales el método de Montecarlo es el que se utilizó, porque es el más eficaz y el más útil en la simulación y presenta algunas ventajas frente al método de Markov. Se evaluó la confiabilidad antes de la implementación de los reconectores, el cual, se encontró en un nivel bajo.
- 6.2.** Se calculó conceptualmente la ubicación óptima de reconectores, teniendo en cuenta la cantidad de energía suministrada en todo el alimentador y por tramos. Se observó que, conforme se va ubicando los reconectores aguas abajo del primer reconector, va decreciendo la energía no suministrada.
- 6.3.** Se determinó conceptualmente la confiabilidad después de implementar los reconectores, del cual se concluye que, con la instalación de los reconectores en el AMT TIC295 mejora la confiabilidad, en consecuencia, el índice SAIDI y SAIFI disminuyen, dando lugar a una mayor recaudación a la empresa distribuidora por el concepto del servicio de energía.
- 6.4.** Se evaluó y determinó conceptualmente la viabilidad económica y financiera del proyecto de instalación de reconectores en el AMT TIC295, para lo cual se consideró los precios de acuerdo con las tarifas de MT y los contratos con el COES, y con el resultado de la confiabilidad, se determinó la cantidad de energía y potencia disponible en la red eléctrica. En consecuencia, se determinó la viabilidad del proyecto en base a los indicadores económicos VAN y TIR con resultados de 79611,60 soles y 32% respectivamente, siendo viable el proyecto económica y financieramente.

## **VII. RECOMENDACIONES**

Se recomienda a las empresas distribuidoras de electricidad, a realizar sendos trabajos de consultoría para determinar la ubicación óptima de los reconectores con mandos remotos en las redes de electrificación urbano, rural o rural / urbano que administran, para mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio en los sistemas de distribución eléctrica.

Se recomienda a otros investigadores, a profundizar este estudio con los métodos descritos en el presente estudio, con la finalidad de que se pueda determinar con mayor exactitud la confiabilidad de las redes eléctricas, para que de esta forma las empresas de distribución eléctrica tomen las mejores decisiones a la hora de diseñar y/o implementar sus redes.

## REFERENCIAS

- Arriagada, M. (2016). *Evaluacion de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribucion* . Santiago: PUCCH.
- Avilez, J. (2020). *Automatización de Equipos de Protección y Reconexión usando SCADA* . LIMA: UNI.
- Baran, M. (2015). *Meter Placement for real Time Monitoring of distribution Feeder*. Salt Lake: IEEE.
- Bennett, B. (2015). *Simulation Fundamentals*. Miami: HARLOW.
- Coronel, M. (2019). *Evaluacion de confiabilidad y ubicacion optima de reconectores en sistemas eléctricos de Distirbución Radial*. GUAYAQUIL: ESPOL.
- Crespo, M. (2017). *The Maintenance Management framework, Models and Metods for complex systems* . Londres: SPRINGER.
- Díaz, D. (2017). *Valorización de la confiabilidad y Calidad Eléctrica* . SANTIAGO: PRICE.
- Escobedo, A. (2018). *Automatización del Servicio eléctrico en alimentadores de M media Tensión en Hidroandina* . LIMA: UNI.
- Garces, A. (2018). *Mejoramiento de la Confiabilidad en Sistemas de distribución, mediante reconfiguración de la alimentadores Primarios*. *Sciencia et Technica* , 59 - 64.
- Gonzales, A. (2017). *Gerencia del Mantenimiento Eléctrico de Redes de Distribución* . LIMA: UNI.
- Guirado, T. (2016). *Tecnología Eléctrica* . Madrid: REVERTE.
- Heredía, R. (2017). *Historia de la Electricidad en América Latina* . Bogota: JAVERIANA.
- HIDRANDINA - DISTRILUZ. (2020). *Memoria Anual 2019*. TRUJILLO: DISTRILUZ.
- KRISHNA, M. (2016). *Development and Evaluation of Distribution Automation System for an Indian Utility* . Chicago: IEEE.
- LANDAZURI, C. (2019). *Operación remota de la Distribución basada en la supervisión y control remoto de reconectores* . *Energia* , 142 - 145.

Locomadurosky, N. (2019). *Gestión del telecontrol de reconectores de Potencia*.  
LIMA: UNFV.

Ministerio de Energía y Minas . (2017). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos* . LIMA: DGE.

Mora, J. (2016). *Localización de fallas en Sistemas de distribución de Energía Eléctrica*. Girona : UGEP.

Nakamura, M. (2016). *Balance de la Oferta y Demanda Eléctrica* . LIMA: UNI.

Orjuela, J. (2018). *La Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos*. Lima: Schneider.

Patiño, R. (2017). *Telecontrol y Telegestión de Reconectores con Tecnología GSM/GPRS*. Bogota: SYNAPSIS.

Ramirez, C. (2017). *Redes de Distribución de Energía* . Valencia: UPV.

Reason, J. (2019). *Communications alternatives for Distribution automation* . Miami: EWM.

Rudnick, H. (2017). *Variabilidad de la oferta en Sistemas Eléctricos Interconectados*. Santiago: UPSA.

Sialer, C. (2018). *Control total de la calidad del producto Eléctrico* . Guayaquil: ESPOL.

STASZESKY, D. (2015). *Advanced Feeder Automation is Here*. LIMA: IEEE.

Urquia, A. (2019). *Simulación*. Madrid: ETSII.

Varela, P. (2018). *Fallas en Sistemas Eléctricos* . Santiago: PUCCH.

Yebra, J. (2019). *Sistemas Eléctricos de Distribución* . Bogota: REVERTE.

Zaparenckys, O. (2017). *Operación y Control de reconectores de Potencia*. Caracas: Bolivariana.

Zapata , C. (2018). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia* . PEREIRA: UPPC.

Zapata, C. (2016). *Valoración de confiabilidad de Sistemas de Generación con Recursos Limitados de Energía*. SAN JOSE: SALVADOR.

Crespo Sánchez, G., Pérez Abril, I., Padrón Padrón, A., García Sánchez, Z., & Cabrera-Sánchez, J. L. (2019). *Revisión de la asignación de interruptores en la reconfiguración de redes de distribución para maximizar la confiabilidad y minimizar los costos*. Universidad y Sociedad.

*Echeverry-Herrera, J.A. and Lozano-Moncada (2017). C.A., New methodology to diagnose reliability of a single distribution circuit in Colombia. DYNA 84(201).*

*Zambrano, S.; Novillo, P. y Molina, M. (2016). "Diseño de Esquemas de Auto restauración mediante la Ubicación Estratégica de Reconnectores utilizando un Modelo Predictivo de Confiabilidad". Revista Técnica "energía". Universidad de Cuenca, Ecuador.*

*SlideShare a Scribd Company. Tabla distribución t de Student.*

*Novillo, A. (2018). Ventajas y desventajas entre el VAN, TIR y costo beneficio. Universidad de Cuenca, Ecuador.*

*Flores, J. (2015). Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación eléctrica en una refinería de hidrocarburos. Universidad de Piura.*

## ANEXOS

## Anexo A: Operacionalización de variables.

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores	Escala de medición
<b>Variable independiente:</b> Número de reconectadores y su ubicación conceptual a control remoto.	Incorporación de un interruptor automático con mando a distancia a una red de distribución	Determinar la operación y supervisión eficiente del alimentador de media tensión (AMT)	Tiempo de localización y reposición del alimentador de media tensión (AMT)	Razón
<b>Variable dependiente:</b> Confiabilidad	Es la habilidad de un sistema o equipo para desempeñar una función bajo ciertas condiciones en un determinado tiempo (Suerio, 2012)	Determinar la capacidad que tiene un sistema o equipo eléctrico para responder ante una perturbación o evento.	SAIDI: Tiempo total de interrupciones por usuario en un periodo determinado SAIFI: Frecuencia media de interrupción por usuario en un periodo determinado	Razón

**Fuente:** Elaboración propia.

## Anexo B: Muestra del estudio.

Muestra	Determinación
05 seccionadores de la línea troncal del AMT TICAPAMPA	En estos puntos se evaluará la implementación de reconectadores a control remoto, para mejorar la confiabilidad.
02 seccionadores de las derivaciones principales de la AMT TICAPAMPA	En estos puntos se evaluará la implementación de reconectadores a control remoto, para mejorar la confiabilidad.
01 reconector de la línea troncal del AMT TICAPAMPA	En este punto se evaluará la permanencia o el cambio de este equipo por otro de control remoto, para mejorar la confiabilidad.
<b>Total = 8 equipos</b>	

**Fuente:** Elaboración propia.

### **Anexo C:** Técnicas e instrumentos del estudio.

<b>Técnicas</b>	<b>Uso</b>	<b>Instrumento</b>
Análisis documental	Recabar información de fuentes confiables.	Tesis, libros, artículos científicos, normas, códigos y catálogos.
Estudio de simulaciones a nivel teórico	Comprender el análisis y determinar conceptualmente la confiabilidad del AMT TIC295 de la SET Ticapampa.	Material textual y digital sobre programas computacionales para simulaciones.

**Fuente:** Elaboración propia.